



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

**“Estudio técnico económico de un sistema de cogeneración
empleando combustible gas natural para incrementar eficiencia
energética y reducir costos de operación en TRUPAL S.A.”**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Lara Sánchez, Bruno Alexander (ORCID: 0000-0002-4531-5036)

ASESOR:

Mg. Sifuentes Inostroza, Teófilo Martín (ORCID: 0000-0001-8621-236X)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO – PERÚ

2018

Dedicatoria

A Dios quien me brindó la vida.
A mi padre Maximiliano quien me apoya en todo
momento, y ahora es el motivo por quien seguir
luchando y salir adelante.
En honor a mi madre María que desde donde se
encuentre me está llenando de bendiciones para
culminar satisfactoriamente la presente
investigación como mi carrera profesional.
A mis hermanos Max y Juan por sus consejos y
apoyo incondicional durante mi carrera y la
presente investigación.

Agradecimiento

A Dios por brindarme la vida y la familia que tanto respeto y quiero.

A mis padres Maximiliano y María por su sacrificio para poder cumplir con mis objetivos.

También mencionar a mis hermanos Max y Juan que me apoyaron en todo momento de la presente investigación y me brindaron sus conocimientos y experiencia en el tema.

A la Universidad Cesar Vallejo por la formación profesional brindada, a los profesores de la escuela profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por la transferencia de conocimientos, apoyo, experiencias y amistad.

Un sincero agradecimiento al Ingeniero Sifuentes Inostroza, Martin por brindarme su valioso tiempo, conocimiento y experiencia para guiarme correctamente en el presente trabajo de investigación.

Y a todas aquellas personas que de una u otra manera me brindaron su apoyo, conocimientos y tiempo durante el desarrollo de esta investigación.

ÍNDICE

Dedicatoria	II
Agradecimiento	III
RESUMEN	V
Abstract	VI
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Realidad Problemática:	1
1.2. Trabajos Previos:	3
1.3. Teorías relacionadas al Tema:	5
1.4. Formulación del problema:	17
1.5. Justificación:	17
1.6. Hipótesis:	18
1.7. Objetivos:	18
II. MÉTODO	19
2.1. Diseño de Investigación:	19
2.2. Variables, Operacionalización	20
2.3. Población y Muestra	22
2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad	22
2.5. Métodos de análisis de datos	22
2.6. Aspectos éticos	22
III. RESULTADOS	23
3.1. Estudio actual del sistema de cogeneración de la empresa TRUPAL S.A.	23
3.2. Balances energéticos del sistema actual y precedente generando 14 MW.	27
3.3. Balances energéticos utilizando gas natural.	35
3.4. Comparación de eficiencias y costos del sistema tradicional, actual contra el sistema en mejora.	39
3.5. Análisis de comparación y selección de Equipos.	40
IV. DISCUSIÓN	42
V. CONCLUSIONES	43
VI. RECOMENDACIONES	44
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	45
VIII. ANEXOS:	46

RESUMEN

La presente investigación realizó un estudio técnico y económico de un sistema de cogeneración empleando como combustible gas natural para incrementar la eficiencia energética y reducir costos de operación en la empresa TRUPAL S.A ubicada en el distrito de Santiago de Cao, provincia de Ascope, en el departamento de La Libertad, año 2018.

Para lo cual en primer lugar se evaluó el estado del sistema de cogeneración actual y a la vez la presencia de equipos críticos en dicho sistema.

En segundo lugar, se determina mediante balances energéticos el estado actual y precedente del sistema de cogeneración y sus costos.

En tercer lugar, se determina mediante un balance energético utilizando gas natural en el sistema de cogeneración y costos.

En cuarto lugar, se realizó una comparativa técnica y económica entre el sistema actual, tradicional vs la propuesta en mejora utilizando gas natural, para así elegir el más adecuado.

El tipo de investigación es aplicado – pre experimental, la población son las plantas térmicas en el departamento de La Libertad, la muestra es la planta térmica de la empresa TRUPAL S.A, los instrumentos empleados para la recolección de datos en la presente investigación fueron: Ficha de registro, encuestas y entrevistas.

Palabras clave: Sistema de Cogeneración, combustible y costos.

Abstract

This research carried out a technical and economic study of a cogeneration system using natural gas as fuel to increase energy efficiency and reduce operating costs in the company TRUPAL SA located in the district of Santiago de Cao, province of Ascope, in the department of La Libertad, year 2018.

For which first the state of the current cogeneration system was evaluated and at the same time the presence of critical equipment in said system.

Secondly, the current and precedent status of the cogeneration system and its costs are determined through energy balances.

Third, it is determined by an energy balance using natural gas in the cogeneration system and costs.

Fourth, a technical and economic comparison was made between the current system, traditional vs. the proposed improvement using natural gas, to choose the most appropriate.

The type of research is applied - pre experimental, the population is the thermal plants in the department of La Libertad, the sample is the thermal plant of the company TRUPAL S.A, the instruments used for the data collection in the present investigation were: of registration, surveys and interviews.

Keywords: Cogeneration system, fuel, costs.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Realidad Problemática:

TRUPAL S.A. es una organización dedicada a la elaboración de papeles y cartones, teniendo como materia prima principal el bagazo desmedulado de la caña de azúcar. Esta empresa abarca gran parte de mercado nacional, debido a que provee a distintas convertidoras de cajas como GLORIA y terceros, la mitad de su producción es destinado al mercado de exportación, centrándose en la elaboración de papel onda para corrugar.

La Empresa, en la actualidad, trabaja autoabastecida de energía térmica y eléctrica desde su Planta de Fuerza, utilizando una Caldera con combustible Carbón Antracita, marca TSXG de fabricación china, cuya capacidad nominal es de 130 Ton/Hr de producción de vapor y un Turbogenerador Escher Wyss de fabricación alemana, cuya potencia nominal es de 15 MW.

Frecuentemente y debido a condiciones de calidad de los tubos de la caldera TSXG, la empresa realiza paradas de producción y a manera de emergencia trabaja utilizando una de las Calderas petroleras marca Distral de 160000 Lb/hr de capacidad. Tener en cuenta que esta última caldera sirve solo y únicamente para aprovechamiento de energía térmica en el proceso productivo de papel; mas no para energía eléctrica. Durante la paralización la energía eléctrica es comprada a la empresa de electrificación Hidrandina.

Existen como reserva, dos calderas Distral de 160000 Lbs/Hr. Cada una, utiliza combustible Petróleo Bunker seis, que por su alto precio en mercado internacional no resulta rentable utilizarlas como fuentes energéticas para un sistema de Cogeneración. Motivo por el cual el Grupo Gloria adquirió la Caldera China TSXG con combustible carbón, la cual hoy, es un problema serio para la empresa. Por otro lado, las deficiencias en el caldero chino que pertenece al sistema de cogeneración actual que tiene la empresa, no consigue abastecer el suficiente vapor para generar 15 MW en el Turbovapor Escher Wyss, pues sólo se consigue producir entre 10-11 MW., ajustadamente para todo el proceso productivo de papel de Trupal.

En tal sentido, habida cuenta que el combustible GAS NATURAL ya es factible adquirirlo para procesos industriales en nuestra provincia, se ha visto por

conveniente realizar el “Estudio Técnico y Económico de un sistema de cogeneración empleando como combustible gas natural, para incrementar la eficiencia energética y reducir costos de operación en la empresa TRUPAL S.A.”.; pues la facilidad de transformar el sistema de petróleo a gas, sólo involucra cambio de quemadores, anulación de los sopladores de hollín y cambio del sistema de control de ventilador de tiro forzado en las Calderas Distral, lo cual es ahora posible y bastante simple; la utilización de 320000 Lb/Hr de vapor en el Turbogenerador E.W. permitirán producir 15 MW efectivos de energía eléctrica, más que suficientes para el proceso productivo de papel, lo que inclusive podrá representar un ingreso adicional para la empresa, si se vende al Sistema Interconectado Nacional, la potencia restante del uso en Planta que aproximadamente será de 3 a 4 MW.

Por lo tanto, en la presente Tesis se planteó la utilización del combustible gas natural en el proceso de Cogeneración de la empresa Trupal S.A., mediante un estudio que involucró Balances Energéticos en los diferentes escenarios de producción de vapor y energía eléctrica con combustibles Petróleo Bunker 6, carbón antracita en Caldero Chino y Gas Natural en Calderos Distral, se comparó eficiencias y costos generales para determinar los beneficios económicos del sistema de cogeneración.

1.2. Trabajos Previos:

GONZALES, Carlos (2012) “Viabilidad técnica – económica – financiera de la instalación de un turbogenerador de extracción – condensación para la cogeneración industrial y comercial de energía eléctrica de la empresa agroindustrial LAREDO S.A.A.” tesis presentada en la Universidad Cesar Vallejo llega a la conclusión que determinó que la máxima potencia que puede entregar el turbogenerador de extracción-condensación es 20.65 Mw para un flujo de vapor de 112 Tn/h, demostró abastecer de energía eléctrica para toda la fábrica y suministrar el restante para la venta al sistema de la Red Nacional, pero no puede vender esta energía eléctrica debido a que no cumple con los índices de cogeneración establecidos por el MINEM.

CHIRINOS, Pablo (2014) “Conversión de central térmica a vapor a central termoeléctrica en ciclo rankine con cogeneración de energía eléctrica en la empresa ENRIQUE CASSINELLI E HIJOS S.A.C.” tesis presentada en la Universidad Cesar Vallejo realizó una comparación entre el sistema de cogeneración actual de la empresa mencionada, el sistema actual con una presión de 10 bar con vapor saturado y el sistema actual con presión de 10 bar empleando vapor sobrecalentado, el primer caso genera 30.77 Kw de energía eléctrica con un costo de S/. 21753.27 mensuales, el segundo caso genera 38.97 Kw de energía eléctrica y el costo es de S/. 21150.60 mensuales y el tercer caso genera 53.48 Kw de energía eléctrica con un costo de S/. 18781.10 mensuales, a la vez el autor recomienda estudiar la viabilidad técnica del cambio de combustible del petróleo industrial R-6 por el Gas Natural debido al alto costo del petróleo industrial.

MARTÍNEZ, Roberto (2012) “Ingeniería básica de una planta de cogeneración con biomasa” tesis presentada en la Universidad de Cantabria – España llega a la conclusión que el sistema de cogeneración es una forma de producción de energía eléctrica y térmica en la que se obtiene un alto rendimiento y además es sostenible en el medio ambiente, a la vez recomienda que se desarrollen curso de capacitación para personas en general y profesionales para que se expanda más este tema de cogeneración de energía y mejora de la eficiencia energética en plantas térmicas.

CHAVEZ, Mauro (2011) “Evaluación termoeconómica de sistemas de cogeneración a bagazo de caña de azúcar y de su desarrollo en el Perú” artículo científico en el XIX CONIMERA evento del Colegio de Ingenieros del Perú, llega a la conclusión que la utilización de caldera a mayor presión de vapor incrementa la energía producida por unidad de calor entregada, pudiendo tener excedentes de potencia para venta en la red, también nos menciona que estos sistemas tienen alta rentabilidad, y a la vez recomienda que se realice un estudio con mayor detalle de costos y de las tarifas que pueden resultar del uso de estos sistemas de cogeneración a bagazo, también hacer una simulación del despacho horario y el impacto que podrían tener en las tarifas eléctricas.

1.3. Teorías relacionadas al Tema:

Planta de Cogeneración:

La cogeneración hace referencia a la producción paralela de diferentes tipos de energía, siendo las principales la generación de energía eléctrica y térmica; sin embargo, también se pueden generar energía mecánica y térmica.

La principal ventaja de un sistema de cogeneración a comparación de sistemas convencionales de generación de electricidad es que se aprovecha al máximo la fuente principal de una central térmica que es el vapor para generar distintas energías a la vez.

Se debe tener en cuenta que una de las principales leyes de la termodinámica nos precisa que debe existir la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de generación eléctrica, ya que todo calor absorbido no puede ser transformado en trabajo. A fin de que se aproveche la mayor cantidad de energía. Considerando el fundamento teórico antes mencionado se puede nombrar las importantes características diferenciales de la cogeneración:

- Se saca mayor provecho a distintos tipos de energía, por lo cual el sistema de cogeneración tiene un mayor potencial de rendimiento en comparación con centrales convencionales. A la vez este mayor rendimiento genera las siguientes ventajas: menor consumo de combustible, menor costo de producción y menor impacto ambiental.
- Se genera energía en el mismo lugar donde esta va a ser consumida, por lo cual existirán menores pérdidas por transporte y aumentará la autonomía de la fábrica.

Los principales elementos en diversas plantas de cogeneración son los siguientes:

- a) **FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA:** suelen ser gas natural, gasóleo o fuelóleo.
- b) **EL ELEMENTO MOTOR:** Equipo que tiene como función principal convertir la energía térmica o química en mecánica. Según el tipo de planta pueden ser turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.

- c) **EL SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA MECÁNICA:**
Generalmente es conformado por un alternador que transforma la energía mecánica en eléctrica, de una manera variable y fácil de aprovechar, pero también se puede tratar de compresores, bombas, etc; en donde la energía mecánica es aprovechada directamente.
- d) **EL SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DE CALOR:** Se pueden tratar de calderas recuperadoras de calor de gases de escape o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.

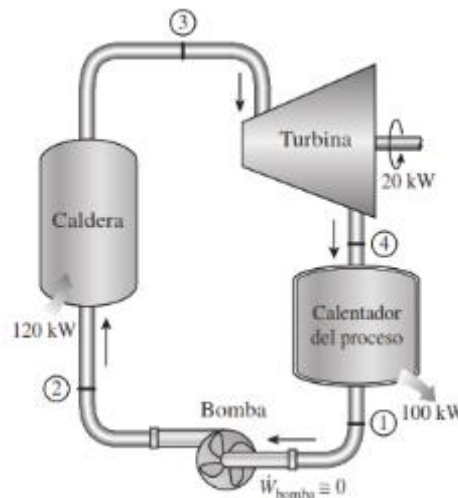


Figura 1: Planta de cogeneración ideal

(GARCÍA, y otros, 2008)

Caldera de Vapor:

Equipo encargado de generar energía térmica, a base de la quema de combustible (petróleo, gas, carbón y otros) y la elevación de temperatura del líquido que contiene, este es convertido en vapor a altas temperaturas y presiones que luego es aprovechado en un ciclo térmico (Fig. 2).

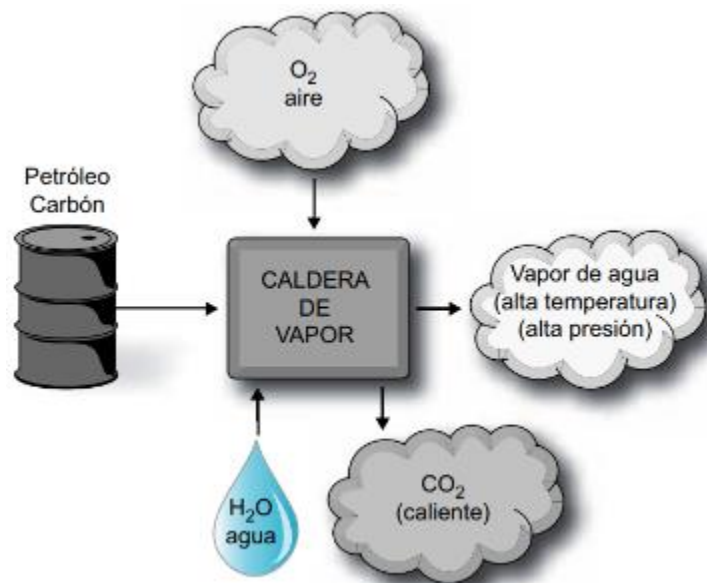
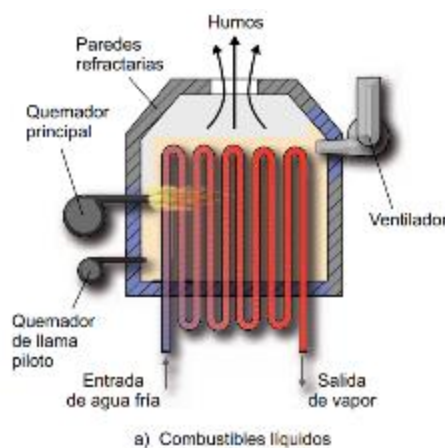


Figura 2: Esquema conceptual de una caldera de vapor.

Esencialmente, la caldera viene a ser un deposito en el cual se hace hervir agua al inducirle calor mediante la combustión de una energía primaria (carbón, petróleo, gas, biomasa y otros).

En el interior de una caldera de vapor existe una red de tubos que pasan sus paredes en forma de serpentín por donde circula el agua (Fig.3 y Fig.4).

Por la parte externa de la tubería pasa la llama y el calor del combustible ardiendo. Con esto, el agua eleva su temperatura y se transforma en vapor, el mismo que sale a altas temperaturas (sobrepasa los 700°C) y presiones por la parte superior de la tubería.



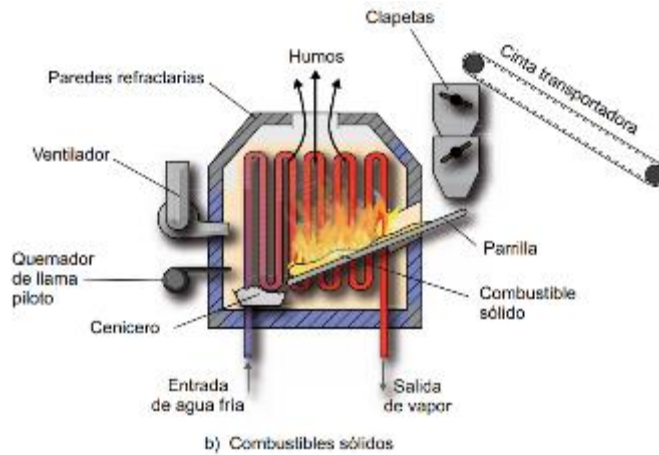


Figura 3: Diseños de calderas. a) Combustibles líquidos, b) sólidos.

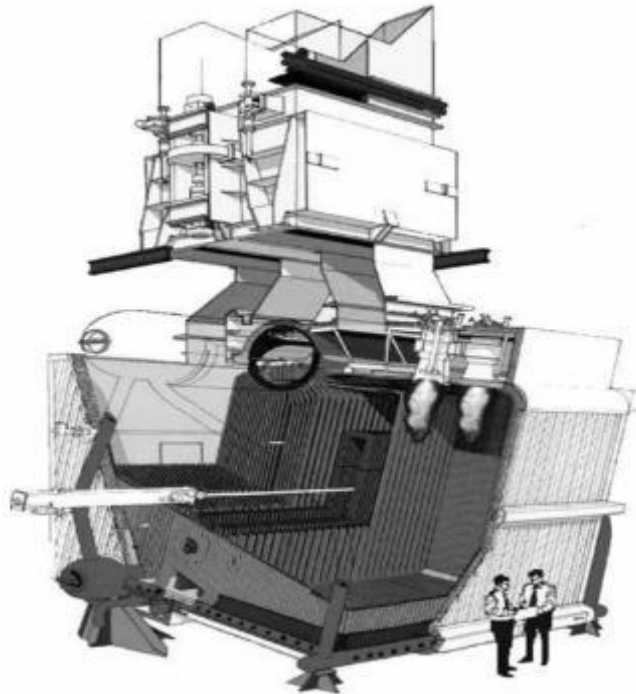


Figura 4: Caldera de Vapor.

(CARTA, y otros, 2013)

Tipos de calderas:

Se pueden clasificar en base a distintos criterios:

- Tipo de combustión, se pueden encontrar calderas con cámara de combustión abierta (a tiro natural o atmosférica) o cerrada (de tiro forzado o presurizado). Las calderas de tiro forzado ostentan distintas ventajas sobre las de tiro natural como, mejor rendimiento, mayor estabilidad de la combustión y menor cantidad de exceso de aire requerido.

- Tipo de material, se pueden encontrar calderas de elementos de fundición unidos o de chapa de acero. Las de fundición tienen mayor resistencia y su montaje es menos complicado, en cambio las de chapa de acero se suelen emplear para combustibles gaseosos, poseen un mayor recorrido de humos y un mejor rendimiento.
- De acuerdo con el modo de intercambio de calor, podemos encontrar calderas acuotubulares y piro-tubulares. Las calderas acuotubulares, presentan una serie de tubos por los que se transporta el líquido a calentar, y por el exterior transitan los gases de combustión que entregan parte de su energía a través de las paredes de la tubería. Las calderas piro-tubulares, de igual manera que las acuotubulares presentan una serie de tubos, pero en este caso los gases o humos de combustión son los que fluyen por los tubos, y en la parte externa se encuentra el líquido que se requiere calentar.
- Según el rendimiento, pueden ser: estándar, de baja temperatura y de condensación. La caldera estándar, caldera que produce agua caliente, con serpentín de tubos de pared simple, el cual trabaja a una temperatura constante del agua de salida entre 70°C Y 90°C. Caldera de baja temperatura, aprovecha el calor sensible de los humos mediante un recuperador de calor especial, mientras que la caldera de condensación permite que el vapor de agua de los gases de combustión se condense sobre los tubos de humos, y de esta manera se consigue recuperar el calor latente de los gases de combustión. Las calderas de baja temperatura como las de condensación permiten que la temperatura del agua de salida sea modificada en base de la demanda térmica, incrementando así el rendimiento (esencialmente a cargas bajas) en comparación a las calderas estándar. Las calderas de alta eficiencia (baja temperatura o condensación) nos permiten ahorrar entre un 10 – 20% del combustible empleado especialmente si es trabajado a bajas cargas.

(MARTÍNEZ, y otros, 2006)

Turbina de Vapor:

Equipo térmico cíclico rotativo, genera energía mecánica gracias al ingreso de vapor a alta presión y temperatura. Este vapor se expande dentro de toda la turbina, transformando así parte de su entalpía en energía mecánica. En la salida de la turbina tenemos vapor que perdió presión y temperatura, y puede ser utilizado en otros procesos.

De la misma manera que las turbinas a gas, el eje mayormente está acoplado a un generador eléctrico de manera directa o a través de un reductor, lo cual permite que la energía mecánica sea transformada en energía eléctrica.

Tipos de Turbinas de Vapor:

➤ Turbinas de acción y reacción

Turbinas de acción, convierten la energía de la presión con la que ingresa el vapor en velocidad en las toberas y el impulso del vapor a velocidad es el que hace que el rotor entre en movimiento. El vapor ingresa a través de unas boquillas y alcanza los álabes; estos consumen parte de la energía cinética del vapor que se expande por la turbina, lo cual permite que la rueda entre en movimiento y con ella el eje al que se encuentra unida. La turbina está diseñada de forma que el vapor que ingresa por un extremo se propague a través de una serie de boquillas, hasta que se aproveche al máximo su energía interna (Figura 5).

Las turbinas de acción acostumbradas poseen varias etapas, en las que la presión disminuye de manera escalonada. Con el objetivo de que se reduzca la velocidad del rodete, y así conservar una velocidad de los álabes próxima al valor óptimo con relación a la velocidad del chorro de vapor, con lo que se consigue aumentar la eficiencia.

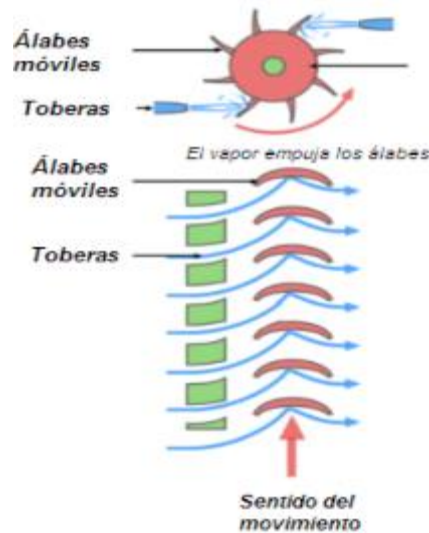


Figura 5: Funcionamiento esquemático de una turbina de acción.

Turbinas de reacción, hay diferentes presiones en ambos lados de las ruedas de los álabes y esto es lo que impulsa el rotor. En tanto circula el vapor entre los álabes móviles, reduce su presión debido a que el espacio entre álabes es variable (Figura 6).

En estas se produce un efecto parecido al que sustenta a los aviones. En las dos caras del ala de un avión hay una diferencia de presiones, debido a la forma de la misma, que induce una diferencia de velocidades y que dan como consecuencia la diferencia de presiones antedicha.

La mayor parte de las veces los modelos son mixtos constando, primero de una rueda de acción, seguido de otras de reacción. Por lo general, las turbinas pequeñas son de acción y las grandes de reacción o mixtas.

Habitualmente las turbinas de mayor rendimiento son las turbinas de reacción.

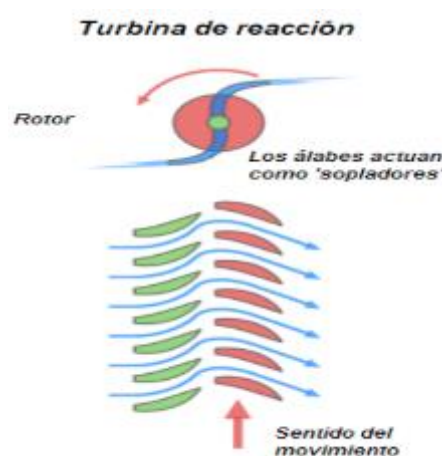


Figura 6: Funcionamiento esquemático de una turbina de reacción.

➤ **Turbina monoetapa y multietapa**

Las turbinas pequeñas, menos de 3 MW, pueden ser de una sola etapa, pero a partir de 5 MW resultan ser multietapa.

Las turbinas monoetapa suelen ser de flujo radial, mientras que la multietapa son de flujo axial. Las turbinas monoetapa son menos complicadas y económicas, y tienen menor rendimiento.

➤ **Turbina de contrapresión y condensación**

Debido a las condiciones del vapor a la salida de la turbina, se pueden diferenciar las turbinas de vapor de contrapresión y de condensación.

- Turbinas de contrapresión: el vapor de escape tiene una presión mayor de la atmosférica. Normalmente estas turbinas se instalan en fábricas, en el cual el escape se transporta al proceso de fabricación.
- Turbinas de condensación: el principal objetivo es generar la mayor energía mecánica posible, y por ello el vapor de escape tiene una presión menor que la atmosférica, y se envía a un condensador el cual es refrigerado por agua en la mayoría de casos, también puede ser por aire. La sección de condensación se distingue por el gran tamaño de los álabes de las últimas etapas.

➤ **Turbina con extracción y con inyección**

Tanto en el caso de turbinas de vapor de condensación como de contrapresión, se pueden construir con tomas intermedias, cuando es necesario vapor en una presión superior al escape.

A veces se desea la posibilidad tanto de extraer como de inyectar vapor. Las tomas pueden ser controladas o no controladas. Las tomas controladas se suelen llamar extracciones, en estas se extrae todo el vapor y se vuelve a inyectar de nuevo en otra sección de la turbina, con una válvula intermedia, que asegura una presión constante al proceso. Por el contrario, en la toma no controlada, la presión depende del caudal de vapor a contrapresión.

Las turbinas pequeñas suelen tener un solo cuerpo, por el contrario, las grandes, de centrales térmicas, suelen tener varios cuerpos o carcasas a distintos niveles de presión, de esta forma se habla de la turbina de alta, intermedia y baja.

➤ **Turbinas de vapor habituales en plantas de cogeneración**

Las turbinas más habituales en plantas de cogeneración son turbinas de flujo axial, de condensación o contrapresión (dependiendo del aprovechamiento que se haga de la energía térmica útil) y mixtas, de acción y reacción, con unas iniciales etapas de acción y varias etapas terminales de reacción.

(GARCÍA, y otros, 2008)

Ciclo Rankine: El ciclo ideal para los ciclos de potencia de vapor

Ciclo ideal para centrales eléctricas de vapor. Este ciclo no contiene ninguna irreversibilidad interna y está conformado por los siguientes procesos:

- 1-2 Compresión isentrópica en una bomba.
- 2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera.
- 3-4 Expansión isentrópica en una turbina.
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador.

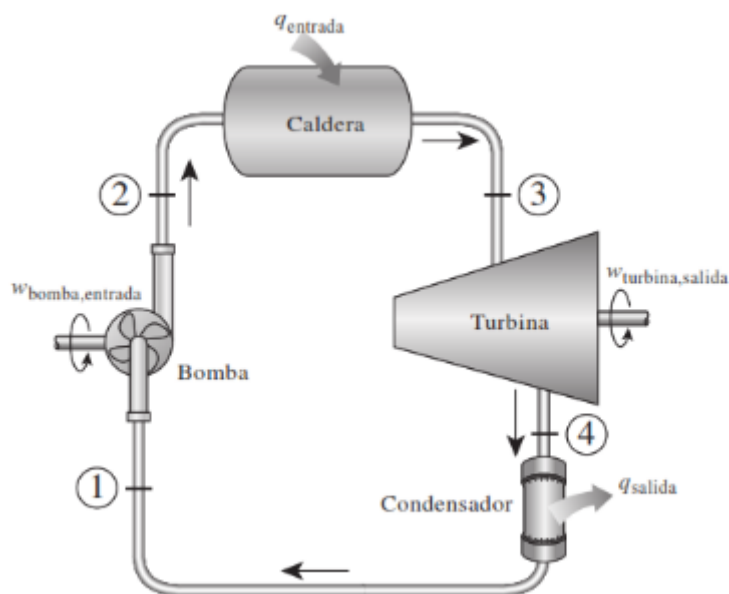


Figura 7: Ciclo Rankine ideal simple

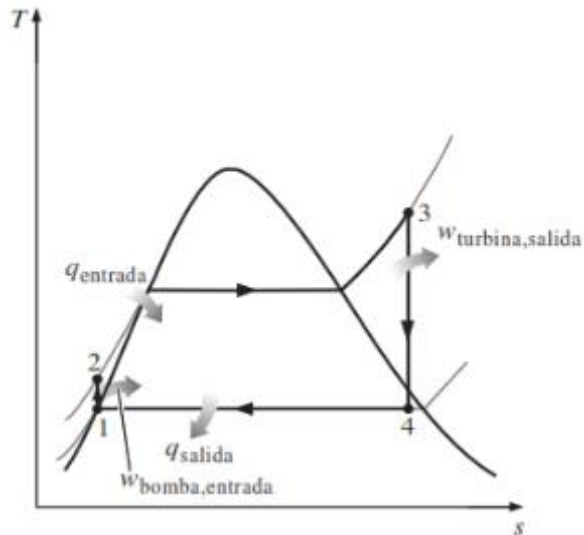


Figura 8: Diagrama T-s del ciclo Rankine ideal simple

Análisis de energía del ciclo Rankine ideal

Los cuatro componentes asociados con el ciclo Rankine (la bomba, la caldera, la turbina y el condensador) son equipos de flujo estacionario, por lo cual los cuatro procesos que conforman el ciclo Rankine se pueden analizar como procesos de flujo estacionario. Por lo general, los cambios en la energía cinética y potencial del vapor son pequeños en relación con los términos de trabajo y de transferencia de calor, de manera que son insignificantes. Entonces, la ecuación de energía de flujo estacionario por unidad de masa de vapor se reduce a:

$$(q_{entrada} - q_{salida}) + (w_{entrada} - w_{salida}) = h_s - h_e \quad (kJ/kg)$$

Donde:

$q_{entrada}$: Calor de entrada

q_{salida} : Calor de salida

$w_{entrada}$: Trabajo de entrada

w_{salida} : Trabajo de salida

La eficiencia térmica del ciclo Rankine se determina a partir de:

$$w_{neto} = q_{entrada} - q_{salida} = w_{turbina,salida} - w_{bomba,entrada}$$

$$\eta_t = \frac{w_{neto}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} \quad \text{ó}$$

$$\eta_t = \frac{w_{turbina} - w_{bomba}}{q_{entrada}} \quad \dots\dots\dots (3)$$

Para determinar la potencia de la turbina es de la siguiente manera:

$$P_t = \dot{m}_v(h_e - h_s) \dots\dots\dots (4)$$

Donde:

P_t : Potencia de la turbina [W]

\dot{m}_v : Flujo de vapor [kg/s]

h_e : Entalpia de entrada [kJ/kg]

h_s : Entalpia de salida [kJ/kg]

$$P_{GE} = \dot{m}_v(h_e - h_s) \eta_m * \eta_{GE} \dots\dots\dots (5)$$

Donde:

P_t : Potencia de la turbina [W]

P_{GE} : Potencia del generador [W]

η_m : Rendimiento mecánica

η_{GE} : Rendimiento del generador electrico

(CENGEL, y otros, 2012)

Primera ley de la termodinámica

También conocida como principio de conservación de la energía, expresa que, en el curso de un proceso, la energía no se puede crear ni destruir; sólo puede cambiar las formas. Por lo tanto, toda pequeña cantidad de energía debe tomarse en cuenta en el curso de un proceso. El principio de conservación de la energía (o balance de energía) para cualquier sistema que pasa por cualquier proceso se puede expresar como sigue: El cambio neto (aumento o disminución) en la energía total de un sistema en el curso de un proceso es igual a la diferencia entre la energía total que entra y la energía total que sale en el desarrollo de ese proceso. Es decir,

$$\left(\begin{matrix} \text{Energía total} \\ \text{que entra en} \\ \text{el sistema} \end{matrix} \right) - \left(\begin{matrix} \text{Energía total} \\ \text{que sale del} \\ \text{sistema} \end{matrix} \right) = \left(\begin{matrix} \text{Cambio en la} \\ \text{energía total} \\ \text{del sistema} \end{matrix} \right)$$

Dado que la energía se puede transferir hacia un sistema, o hacia afuera de éste, por medio de calor, trabajo y flujo de masa, y que la energía total de un sistema simple compresible consta de las energías interna, cinética y potencial, el balance de energía para cualquier sistema que pasa por cualquier proceso se puede expresar como

$$E_{entrada} - E_{salida} = \Delta E_{sistema}$$

La energía es una propiedad y el calor de una propiedad no cambia a menos que cambie el estado del sistema. Por lo tanto, el cambio en la energía de un sistema es cero ($\Delta E_{sistema} = 0$) si el estado de ese sistema no cambia durante el proceso, entonces el proceso es estacionario. En este caso, el balance de energía se reduce a (Figura 8).

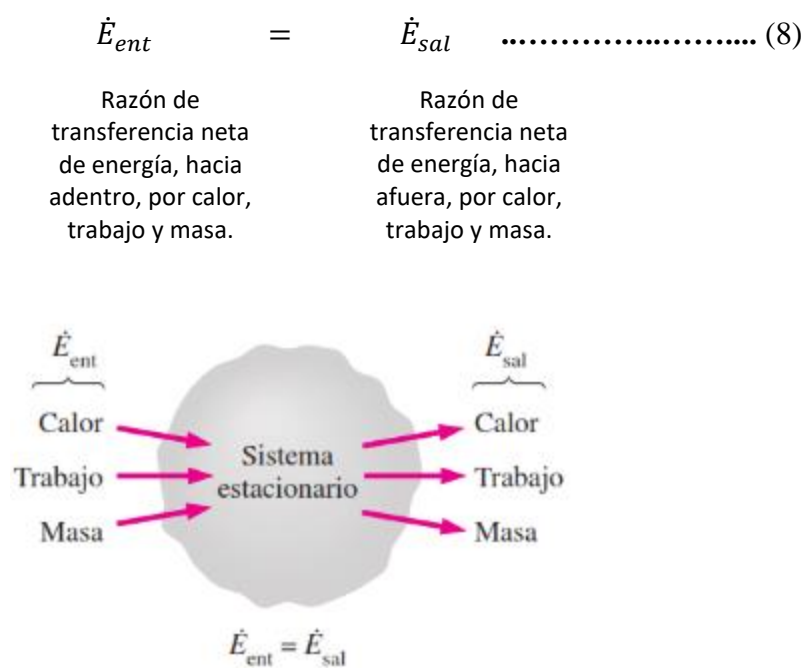


Figura 9: En operación estable, la velocidad de transferencia de energía hacia un sistema es igual a la velocidad de transferencia de energía hacia afuera de ese sistema.

(CENGEL, y otros, 2012)

Entalpia en cualquier estado (h):

En la mayoría de casos, ni los reactivos, ni los productos se encuentran en las condiciones de referencia de 25°C y 1 bar. Por tal razón se debe considerar el cambio de propiedad entre el estado de referencia y el estado real.

Entonces se puede decir que la entalpia en cualquier estado viene dada por:

$$h = h_f^0 + \Delta h$$

Donde:

h_f^0 = Entalpia de formación de un elemento o un compuesto.

Δh = Es el valor agregarse.

(UGARTE, 1998)

1.4. Formulación del problema:

¿En qué medida un sistema de cogeneración empleando como combustible gas natural, incrementará la eficiencia energética y reducirá costos de operación en la empresa TRUPAL S.A.?

1.5. Justificación:

a) Justificación tecnológica:

- ✓ Los sistemas de cogeneración permiten aprovechar de mejor manera el vapor en la generación de energía eléctrica y térmica a comparación de la producción de estos de manera separada.

b) Justificación económica:

- ✓ Uno de los motivos principales por el cual se realiza esta investigación es para reducir el consumo de combustible en comparación de la manera convencional como se genera la energía eléctrica y térmica.
- ✓ La cogeneración generará energía eléctrica más económica que la energía comprada en una empresa, al generar propia energía eléctrica se dejará de depender parcialmente de la red principal de electricidad y de sus precios.

c) Justificación medio ambiental:

- ✓ El sistema de cogeneración permitirá tener menos impacto medio ambiental debido a que el consumo de combustible es menor para generar energía eléctrica y térmica, de esta manera se reducirán la emisión de gases contaminantes para el medio ambiente.

1.6. Hipótesis:

El sistema de cogeneración en mención empleando como combustible gas natural, incrementará la eficiencia energética y reducirá costos de operación en la empresa TRUPAL S.A.

1.7. Objetivos:

- **Objetivo General:**

- ✓ Determinar, mediante un estudio técnico y económico del sistema de cogeneración empleando como combustible gas natural, el incremento de la eficiencia energética y la reducción de costos de operación en la empresa Trupal S.A.

- **Objetivos Específicos:**

- ✓ Evaluar el actual sistema de cogeneración de la empresa Trupal S.A.
- ✓ Determinar mediante balances energéticos flujos másicos y eficiencias de ciclo en la forma actual y precedente de cogeneración, en la empresa y sus costos.
- ✓ Determinar mediante un balance energético flujos másicos y eficiencias de ciclo utilizando gas natural, y sus costos.
- ✓ Comparar eficiencias y costos del sistema tradicional, actual vs el sistema en mejora.
- ✓ Análisis de comparación y selección de Equipos, utilizando el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

II. MÉTODO

2.1. Diseño de Investigación:

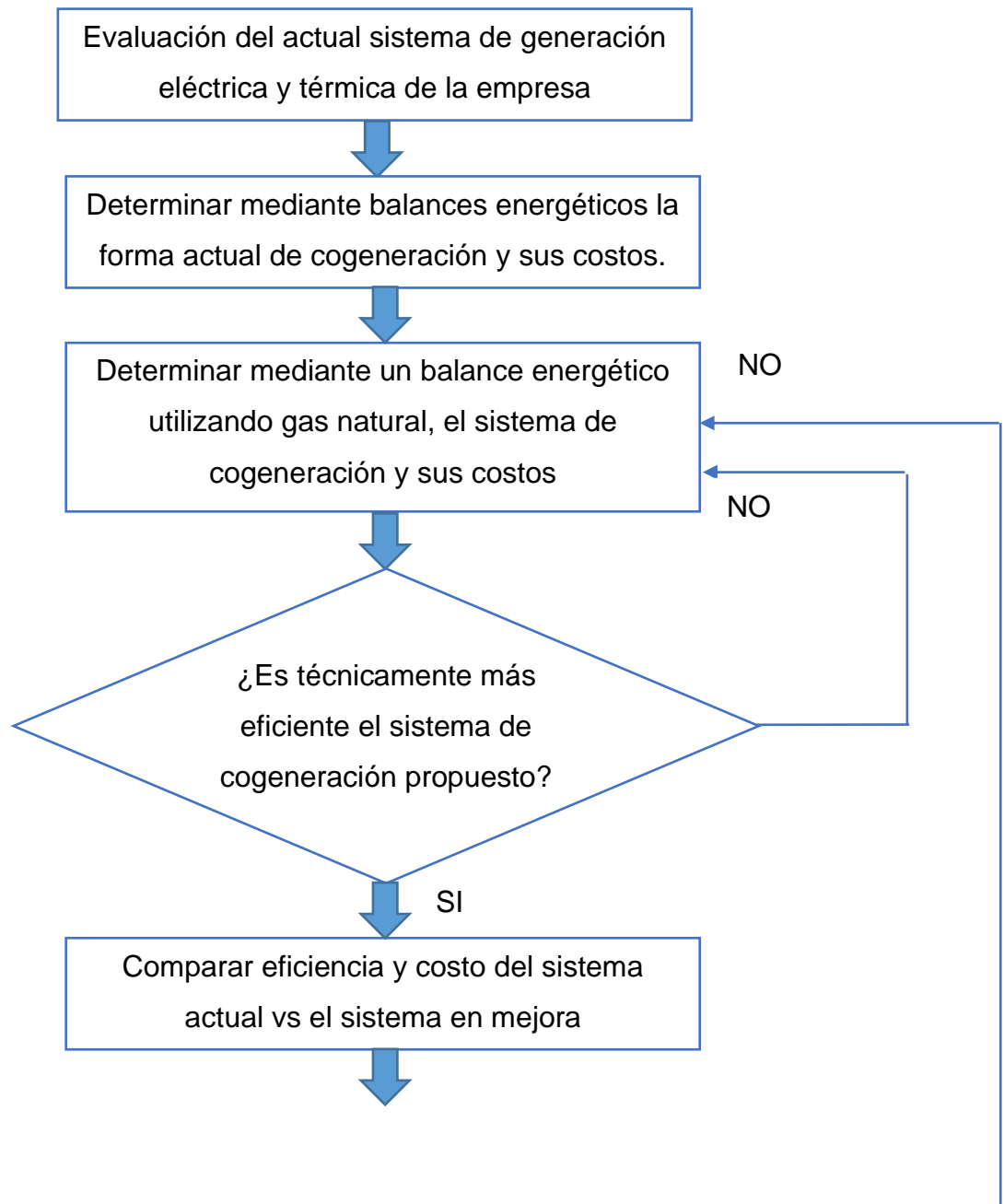
Aplicado – Pre experimental.

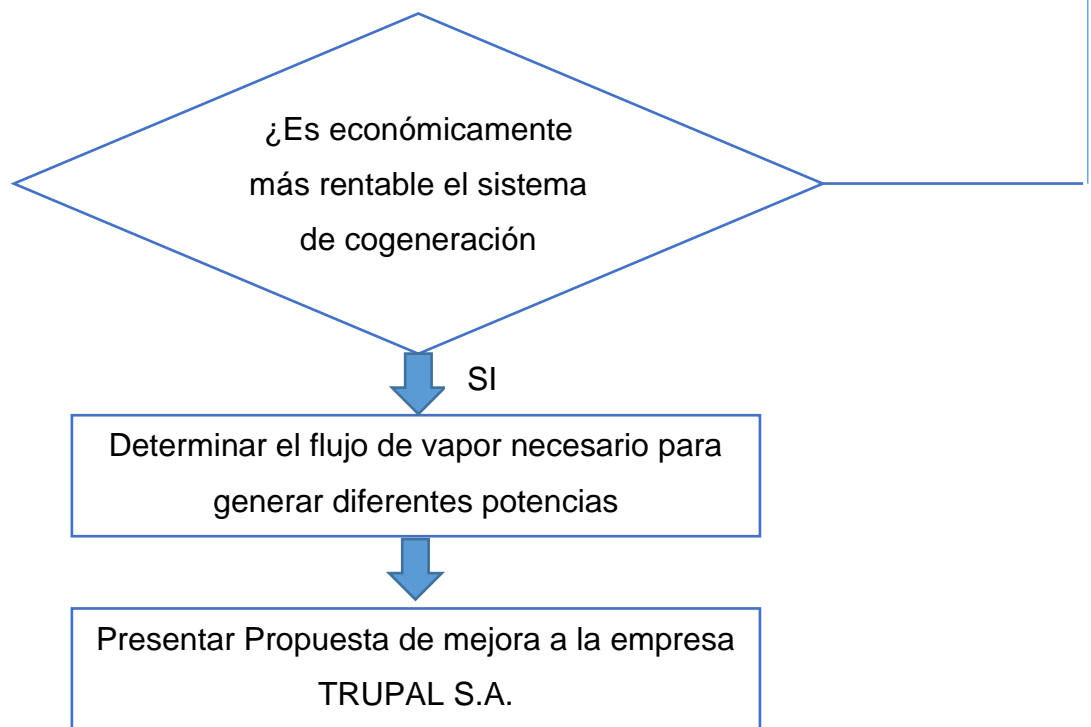
DISEÑO:

COMBUSTIBLE G.N.
X $\xrightarrow{\hspace{1.5cm}}$ **Y**

X = Sistema de Cogeneración

Y = Eficiencia energética y la reducción de costos





2.2. Variables, Operacionalización

Caja Negra:



Variable Independiente

Variables Dependientes

Operacionalidad de variables:

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Escala de medición
Sistema de cogeneración	Generación de más de una forma útil de energía a partir de la misma fuente de energía. (Cengel,2012)	Generación de energía eléctrica y térmica con una misma fuente de energía (gas natural).	Energía Eléctrica (KW) Energía Térmica (kJ)	Nominal
Incremento de la eficiencia energética	Uso eficiente de la energía, de esta manera se optimizan los procesos productivos y el empleo de la energía utilizando lo mismo o menos. (MORAN, 2004)	Mayor eficiencia de las máquinas térmicas para generar energía eléctrica y térmica.	Energía Eléctrica (Kw) Energía Térmica (kJ)	Nominal
Costos de operación	Gasto económico ocasionado por la oferta de algún servicio como el pago de la mano de obra, gastos en producción y administrativos, etc.	Costo del consumo específico de energía eléctrica y combustible por unidad de tiempo.	Precio unitario (N.S/Kw-h) Tiempo operación (h/año)	Razón

2.3. Población y Muestra

➤ **Población:**

Plantas Térmicas en el departamento de La Libertad

➤ **Muestra:**

Planta Térmica de TRUPAL S.A.

2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad

Técnica	Instrumento	Validez
Análisis Documental	Ficha de registro	Asesor Especialista
Encuesta	Cuestionario	Asesor Especialista

2.5. Métodos de análisis de datos

- Visita técnica a la empresa para ver el estado del sistema de cogeneración.
- Se utilizó una ficha de registro para extraer datos generales del sistema de cogeneración necesarios para el desarrollo del estudio.
- Se emplearon las fórmulas correspondientes que se encuentran en las teorías relacionadas al tema para evaluar el sistema actual.
- Desarrollar el cálculo económico para ver si es rentable el sistema propuesto a comparación del sistema que posee la empresa.

2.6. Aspectos éticos

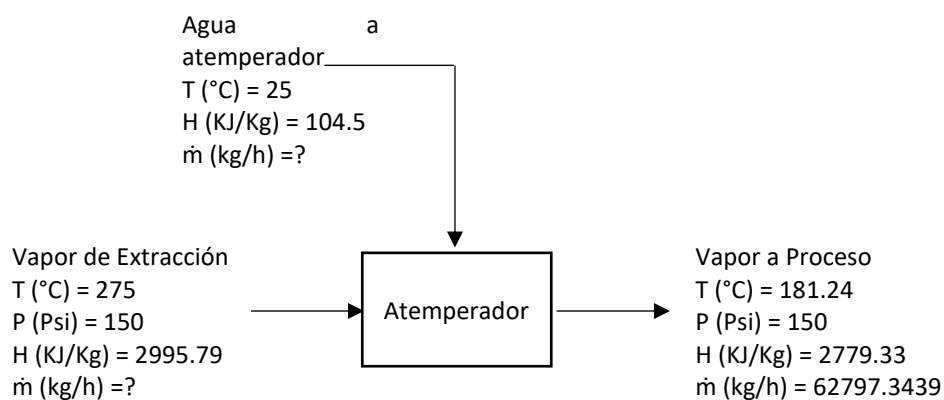
Todas las teorías recogidas de distintos libros están referenciadas según normas ISO 690.

III. RESULTADOS

3.1. Estudio actual del sistema de cogeneración de la empresa TRUPAL S.A.

Para desarrollar el balance del sistema actual, se debe saber el flujo de vapor deseado para los distintos procesos de la empresa, también debemos identificar qué es lo que se quiere hallar con este balance, como son: la cantidad de flujo másico de vapor que genera la caldera, el flujo másico del combustible, costo del combustible y la eficiencia de la Central termoeléctrica.

3.1.1. Balance energético en atemperador:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v. \text{ ext. }} + \dot{m}_{\text{agua atemp.}} = \dot{m}_{v. \text{ p. }}$$

$$\dot{m}_{v. \text{ ext. }} = 62797.3439 - \dot{m}_{\text{agua atemp.}} \dots\dots\dots (1)$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v. \text{ ext. }} * h_{v. \text{ ext. }} + \dot{m}_{\text{agua atemp.}} * h_{\text{agua atemp.}} = \dot{m}_{v. \text{ p. }} * h_{v. \text{ p. }}$$

$$2995.79\dot{m}_{v. \text{ ext. }} + 104.5\dot{m}_{\text{agua atemp.}} = 174534541.8\dots\dots\dots (2)$$

Ecuación (1) en (2)

$$2995.79 (62797.3439 - \dot{m}_{\text{agua atemp.}}) + 104.5\dot{m}_{\text{agua atemp.}} = 174534541.8$$

$$\dot{m}_{\text{agua atemp.}} = 4701.4008 \frac{Kg}{h}$$

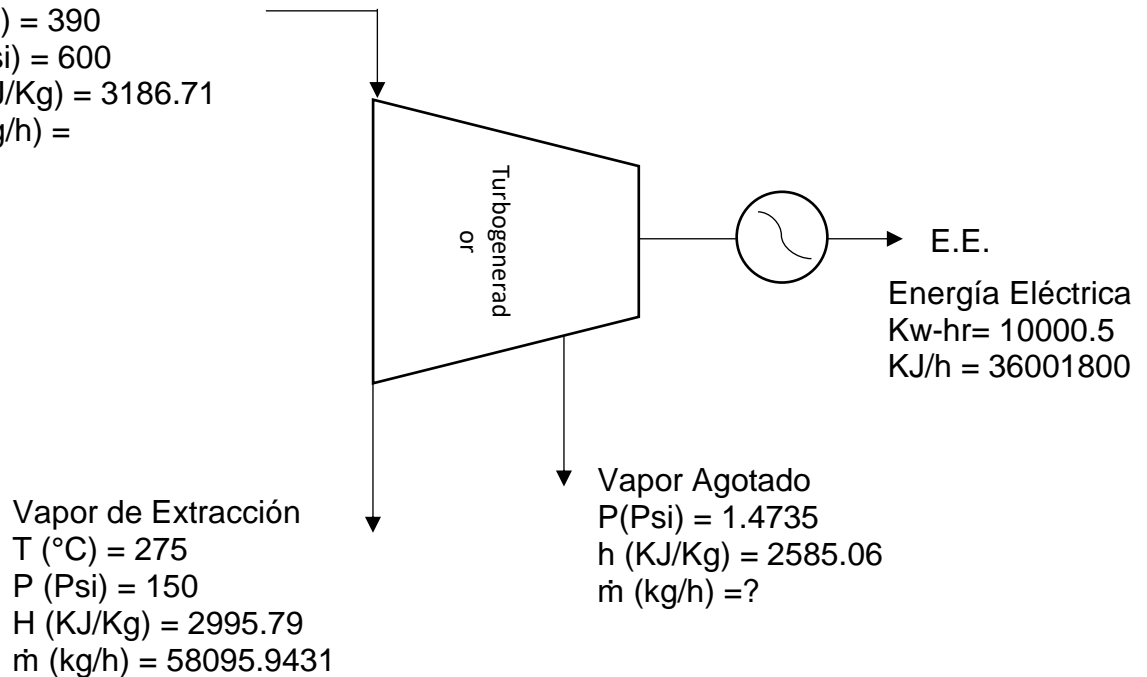
Por lo tanto,

$$\dot{m}_{v. \text{ ext. }} = 62797.3439 - 4701.4008$$

$$\dot{m}_{v. \text{ ext. }} = 58095.9431 \frac{Kg}{h}$$

3.1.2. Balance energético en el Turbogenerador:

Vapor Sobrecalentado
 $T (^{\circ}\text{C}) = 390$
 $P (\text{Psi}) = 600$
 $H (\text{KJ/Kg}) = 3186.71$
 $\dot{m} (\text{kg/h}) =$



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. ext.} + \dot{m}_{v. agot.}$$

$$\dot{m}_{v.s.c.} = 58095.9431 + \dot{m}_{v.agot.} \dots\dots\dots (3)$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v.s.c.} * h_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. ext.} * h_{v. ext..} + \dot{m}_{v. agot.} * h_{v. agot.} + E.E.$$

$$3186.71\dot{m}_{v.s.c.} = 174043245.4 + 2585.06\dot{m}_{v. agot..} + \frac{36001800}{0.96 * 0.98}$$

$$3186.71\dot{m}_{v.s.c.} - 2585.06\dot{m}_{v. agot..} = 212310464.8 \dots\dots\dots (4)$$

Ecuación (3) en (4)

$$3186.71(58095.9431 + \dot{m}_{v. agot..}) - 2585.06\dot{m}_{v. agot.} = 212310464.8$$

$$= 212310464.8$$

$$3186.71\dot{m}_{v.agot..} - 2585.06\dot{m}_{v. agot.} = 212310464.8 - 185134922.8$$

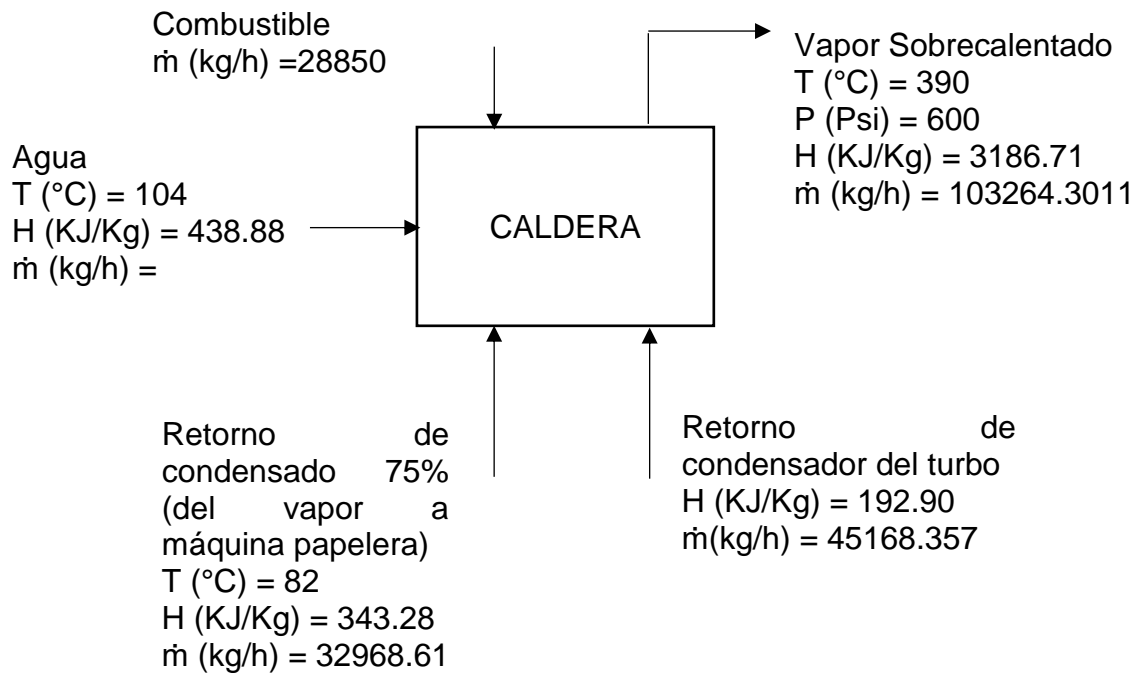
$$\dot{m}_{v. agot..} = 45168.357 \frac{Kg}{h}$$

Por lo tanto,

$$\dot{m}_{v.s.c.} = 58095.9431 + 45168.358$$

$$\dot{m}_{v.s.c.} = 103264.3011 \frac{Kg}{h}$$

3.1.3. Balance en la caldera:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{agua} + \dot{m}_{R.C.} + \dot{m}_{R.T.} = \dot{m}_{v.s.c.}$$

$$\dot{m}_{agua} = 103264.3011 - 45168.357 - 32968.61$$

$$\dot{m}_{agua} = 25127.3341 \frac{Kg}{h}$$

Ahora hallaremos el calor útil de la caldera:

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = \dot{m}_{v.s.c.} (h_{\text{vapor}} * h_{\text{agua}}.)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 103264.3011 (3186.71 - 438.88)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 283752744.5 \frac{KJ}{h}$$

Luego hallamos el calor total de la caldera:

$$\dot{Q}_{total} = \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_{caldera}} \dots\dots\dots (5)$$

$$\dot{Q}_{total} = \frac{283752744.5}{0.85}$$

$$\dot{Q}_{total} = 333826758.2 \frac{KJ}{h}$$

Relación aire combustible

$$R_{\text{aire-comb.}} = \frac{PCI - h_{G.C.}}{h_{G.C.} - h_{\text{aire}}}$$

$$R_{aire-comb.} = \frac{28850 - (1200 * 1.3398)}{(1200 * 1.3398) - (25 * 1.005)}$$

$$R_{aire-comb.} = 27.8102 \frac{Kg_{aire}}{Kg_{cble.}}$$

Ahora se hallará el \dot{m} de combustible para la caldera:

$$\dot{m}_{v.s.c.}(h_{vapor} * h_{agua.}) = \dot{m}_{cble.}(PCI + R_{aire-comb.} * h_{aire}) * \eta_{caldera}$$

$$103264.3011(3186.71 - 438.88) = \dot{m}_{cble.}(28850 + 27.8102 * 25.125) * 0.85$$

$$\dot{m}_{cble.} = 11296.4048 \frac{Kg}{h}$$

$$\dot{m}_{cble.} = 11.2964 \frac{Tn}{h}$$

Costo de combustible:

$$C.C. (Soles/h) = 11.2964 \frac{Tn}{h} * 150 \frac{Soles}{Tn}$$

$$C.C (Soles/h) = 1627.6 \frac{Soles}{h}$$

$$C.C (Soles/día) = 1627.6 \frac{Soles}{h} * 24 \frac{h}{día}$$

$$C.C (Soles/día) = 39062.4 \frac{Soles}{día}$$

$$C.C (Soles/mes) = 39062.4 \frac{Soles}{día} * 30 \frac{días}{mes}$$

$$C.C (Soles/mes) = 1171872 \frac{Soles}{mes}$$

$$C.C (Soles/año) = 1171872 \frac{Soles}{mes} * 12 \frac{meses}{año}$$

$$C.C (Soles/año) = 14'062,464 \frac{Soles}{año}$$

3.2. Balances energéticos del sistema actual y precedente generando 14 MW.

3.2.1. Balance energético del sistema actual (Caldero TSXG)

Para desarrollar el balance del sistema actual generando 14 MW, se debe saber el flujo de vapor deseado para los distintos procesos de la empresa, también debemos identificar qué es lo que se quiere hallar con este balance, como son: la cantidad de flujo másico de vapor que genera la caldera, el flujo másico del combustible, costo del combustible y la eficiencia de la Central termoeléctrica.(Anexo 10)

3.2.1.1. Balance energético en el Turbogenerador:

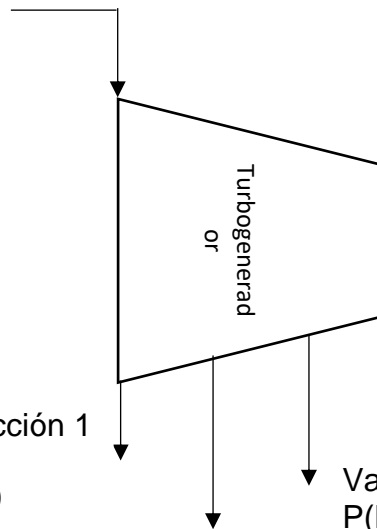
Vapor Sobrecalentado
 $T (^{\circ}\text{C}) = 375$
 $P (\text{MPa}) = 3.92$
 $H (\text{KJ/Kg}) = 3154.57$
 $\dot{m} (\text{kg/h}) = 132000$

Vapor de Extracción 1
 $H (\text{KJ/Kg}) =$
 $\dot{m} (\text{kg/h}) = 6290$

Vapor de Extracción 2
 $T (^{\circ}\text{C}) = 260$
 $P (\text{MPa}) = 1.0342$
 $H (\text{KJ/Kg}) = 2963.10$
 $\dot{m} (\text{kg/h}) =$

Energía Eléctrica
 $\text{Kw-hr} = 14000$
 $\text{KJ/Kg} = 50400000$

E.E.



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. ext. 1} + \dot{m}_{v. ext. 2} + \dot{m}_{v. agot.}$$

$$132000 = 6290 + \dot{m}_{v. ext. 2} + 60000$$

$$\dot{m}_{v. ext. 2} = 65710 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v.s.c.} * h_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. ext. 1} * h_{v. ext. 1} + \dot{m}_{v. ext. 2} * h_{v. ext. 2} + \dot{m}_{v. agot.} * h_{v.cond.} + E.E.$$

$$132000 * 3154.57 = 6290 * h_{v. ext. 1} + 65710 * 2963.1 + 60000 * 2585.18 + \frac{50400000}{0.96 * 0.98}$$

$$h_{v. ext. 1} = 2069.2704$$

Ahora se halla la potencia en cada salida, empleando la fórmula (5):

$$P_{G.E.ext.1} = \dot{m}_{v.ext.1} (h_{v.s.c} - h_{v.ext.1}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E.ext.1} = \left(\frac{6290}{3600} \right) (3154.57 - 2069.2704) * 0.96 * 0.98$$

$$P_{G.E.ext.1} = 1784.0011 \text{ Kw}$$

$$P_{G.E.ext.2} = \dot{m}_{v.ext.2} (h_{v.s.c} - h_{v.ext.2}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E.ext.2} = \left(\frac{65710}{3600} \right) (3154.57 - 2963.10) * 0.96 * 0.98$$

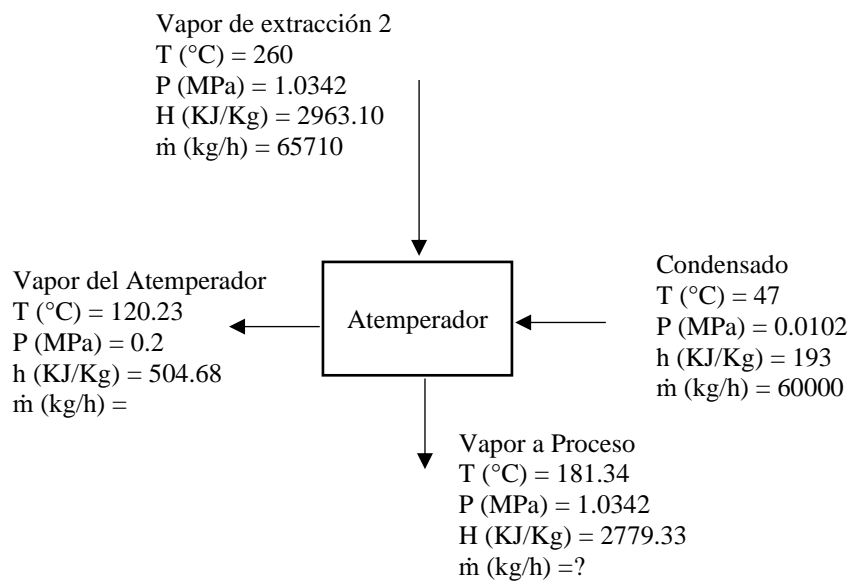
$$P_{G.E.ext.2} = 3287.9637$$

$$P_{G.E. cond.} = \dot{m}_{v. cond.} (h_{v.s.c} - h_{v.cond.}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E. cond.} = \left(\frac{60000}{3600} \right) (3154.57 - 2585.18) * 0.96 * 0.98$$

$$P_{G.E. cond} = 8928.0352$$

3.2.1.2. Balance energético en atemperador:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.ext.2} + \dot{m}_{v.cond.} = \dot{m}_{v.desai.} + \dot{m}_{v.proc.}$$

$$\dot{m}_{v.desai.} = 125710 - \dot{m}_{v.proc.} \dots\dots\dots (1)$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v. ext.2} * h_{v. ext.2} + \dot{m}_{v.cond.} * h_{v.cond.} = \dot{m}_{v.desai.} * h_{v.desai.} + \dot{m}_{v.proc.} * h_{v.proc.}$$

$$504.68\dot{m}_{v.desai.} + 2779.33\dot{m}_{v.proc.} = 206285301\dots\dots\dots (2)$$

Ecuación (1) en (2)

$$504.68(125710 - \dot{m}_{v.proc.}) + 2779.33\dot{m}_{v.proc.} = 206285301$$

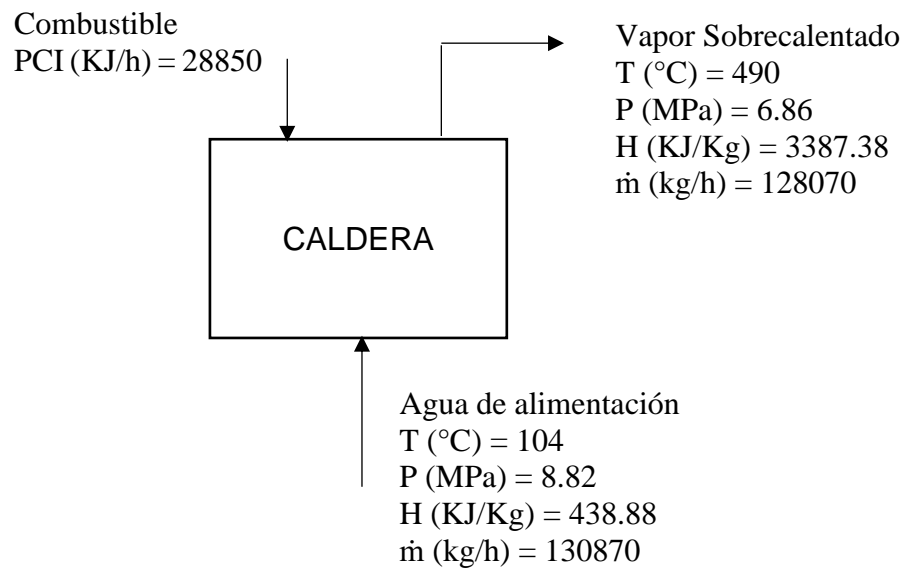
$$\dot{m}_{v.proc.} = 62797.3439 \frac{Kg}{h}$$

Por lo tanto,

$$\dot{m}_{v.atemp.} = 125710 - 62797.3439$$

$$\dot{m}_{v.atemp.} = 62912.6561 \frac{Kg}{h}$$

3.2.1.3. Balance en la caldera:



Relación aire combustible

$$R_{aire-comb.} = \frac{PCI - h_{G.C.}}{h_{G.C.} - h_{aire}}$$

$$R_{aire-comb.} = \frac{28850 - (1000 * 1.3063)}{(1000 * 1.3063) - (25 * 1.005)}$$

$$R_{aire-comb.} = 21.4988 \frac{Kg_{aire}}{Kg_{cble.}}$$

Ahora hallaremos el m de combustible:

$$\dot{m}_v(h_{vapor} - h_{agua}) = \dot{m}_{cble.}(PCI + R_{aire-comb.} * h_{aire}) * \eta_{caldera}$$

$$128070(3387.38 - 438.88) = 17300(28850 + 21.4988 * 25.125) * \eta_{caldera}$$

$$\eta_{caldera} = 0.7427 = 74.27\%$$

Ahora hallaremos el calor útil de la caldera mediante la ecuación de la energía:

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = \dot{m}_{v.s.c.}(h_{vapor} * h_{agua.})$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 128070(3387.38 - 438.88)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 377614395 \frac{KJ}{h}$$

Luego hallamos el calor total de la caldera:

$$\dot{Q}_{total} = \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_{caldera}}$$

$$\dot{Q}_{total} = \frac{377614395}{0.85}$$

$$\dot{Q}_{total} = 429107267 \frac{KJ}{h}$$

Costo de combustible:

$$C.C. (\text{Soles/h}) = 17.3 \frac{\text{Ton}}{h} * 520 \frac{\text{Soles}}{\text{Tn}}$$

$$C.C (\text{Soles/h}) = 8,996 \frac{\text{Soles}}{h}$$

$$C.C (\text{Soles/día}) = 8,996 \frac{\text{Soles}}{h} * 24 \frac{h}{\text{día}}$$

$$C.C (\text{Soles/día}) = 215,904 \frac{\text{Soles}}{\text{día}}$$

$$C.C (\text{Soles/mes}) = 215,904 \frac{\text{Soles}}{\text{día}} * 30 \frac{\text{días}}{\text{mes}}$$

$$C.C (\text{Soles/mes}) = 6'477,120 \frac{\text{Soles}}{\text{mes}}$$

$$C.C (\text{Soles/año}) = 6'477,120 \frac{\text{Soles}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}}$$

$$C.C (\text{Soles/año}) = 77'725,440 \frac{\text{Soles}}{\text{año}}$$

COSTO TOTAL VARIABLE DE COMBUSTIBLE =

Costo de Combustible +

Plant baghouse (planta de tratamiento de gases)

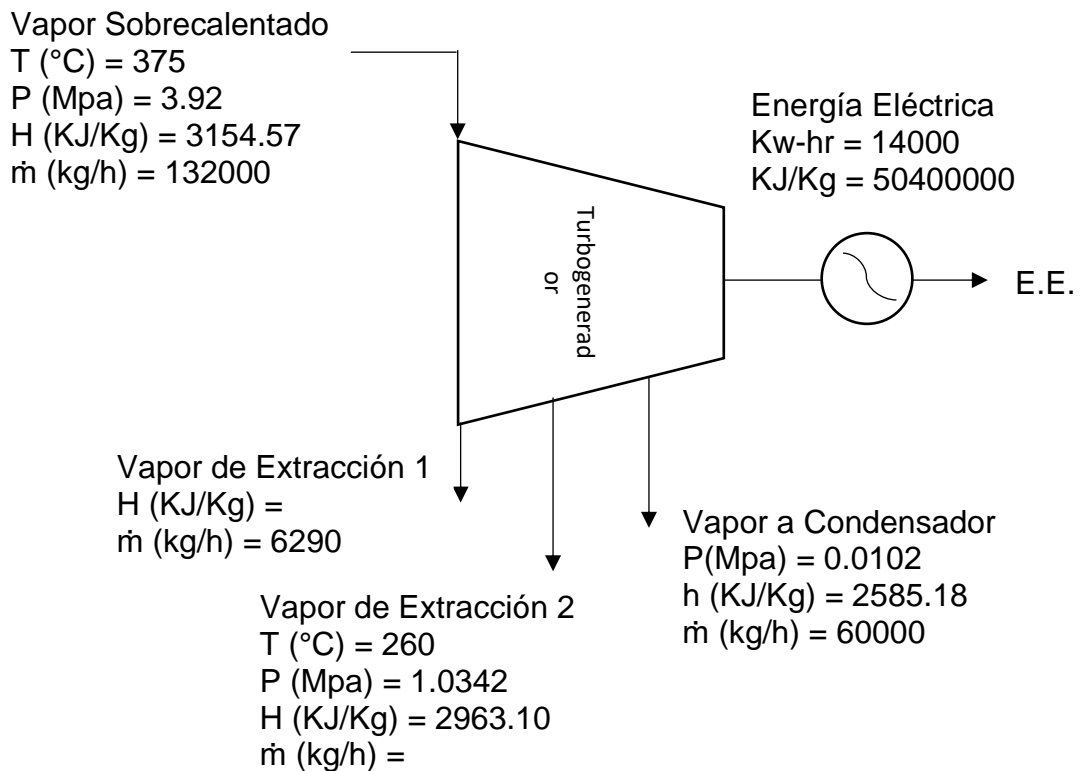
$$COSTO\ TOTAL = 77'725,440 + 28'500,000$$

$$COSTO\ TOTAL = 106'225,440.00$$

3.2.2. Balance energético del sistema tradicional (Caldero Distral)

En este caso se analizará el sistema tradicional, se debe tener en cuenta que cuando la caldera DISTRAL entro en funcionamiento solo genera energía térmica mas no eléctrica, para empezar con el desarrollo se sabe el flujo másico de vapor deseado para los distintos procesos de la empresa, también debemos identificar qué es lo que se quiere hallar con este balance, como son: la cantidad de flujo másico de vapor que genera la caldera, el flujo másico del combustible, costo del combustible y la eficiencia de la Central térmica.

3.2.2.1. Balance energético en el Turbogenerador:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. ext. 1} + \dot{m}_{v. ext. 2} + \dot{m}_{v. agot.}$$

$$132000 = 6290 + \dot{m}_{v. ext. 2} + 60000$$

$$\dot{m}_{v. ext. 2} = 65710 \frac{kg}{h}$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v.s.c.} * h_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. ext. 1} * h_{v. ext. 1} + \dot{m}_{v. ext. 2} * h_{v. ext. 2} +$$

$$\dot{m}_{v. agot.} * h_{v.cond.} + E.E.$$

$$132000 * 3154.57 = 6290 * h_{v. ext. 1} + 65710 * 2963.1 + 60000 * 2585.18 + \frac{50400000}{0.96 * 0.98}$$

$$h_{v. ext. 1} = 2069.2704$$

Ahora se halla la potencia en cada salida, empleando la fórmula (5):

$$P_{G.E.ext.1} = \dot{m}_{v.ext.1} (h_{v.s.c} - h_{v.ext.1}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E.ext.1} = \left(\frac{6290}{3600} \right) (3154.57 - 2069.2704) * 0.96 * 0.98$$

$$P_{G.E.ext.1} = 1784.0011 \text{ Kw}$$

$$P_{G.E.ext.2} = \dot{m}_{v.ext.2} (h_{v.s.c} - h_{v.ext.2}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E.ext.2} = \left(\frac{65710}{3600} \right) (3154.57 - 2963.10) * 0.96 * 0.98$$

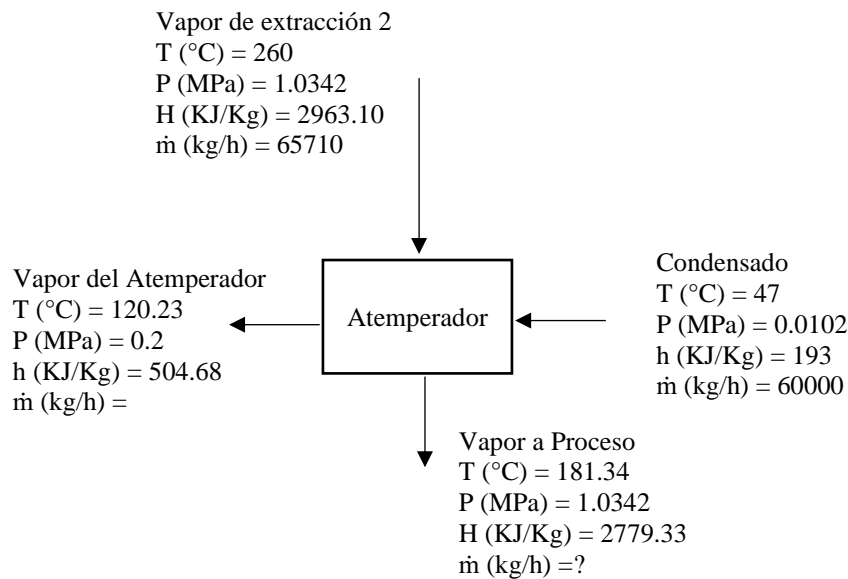
$$P_{G.E.ext.2} = 3287.9637$$

$$P_{G.E. cond.} = \dot{m}_{v. cond.} (h_{v.s.c} - h_{v.cond.}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E. cond.} = \left(\frac{60000}{3600} \right) (3154.57 - 2585.18) * 0.96 * 0.98$$

$$P_{G.E. cond} = 8928.0352$$

3.2.2.2. Balance energético en atemperador:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.ext.2} + \dot{m}_{v.cond.} = \dot{m}_{v.desai.} + \dot{m}_{v.proc.}$$

$$\dot{m}_{v.desai.} = 125710 - \dot{m}_{v.proc.} \dots\dots\dots (1)$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v. ext.2} * h_{v. ext.2} + \dot{m}_{v.cond.} * h_{v.cond.} = \dot{m}_{v.desai.} * h_{v.desai.} + \dot{m}_{v.proc.} * h_{v.proc.}$$

$$504.68\dot{m}_{v.desai.} + 2779.33\dot{m}_{v.proc.} = 206285301 \dots \dots \dots (2)$$

Ecuación (1) en (2)

$$504.68(125710 - \dot{m}_{v.proc.}) + 2779.33\dot{m}_{v.proc.} = 206285301$$

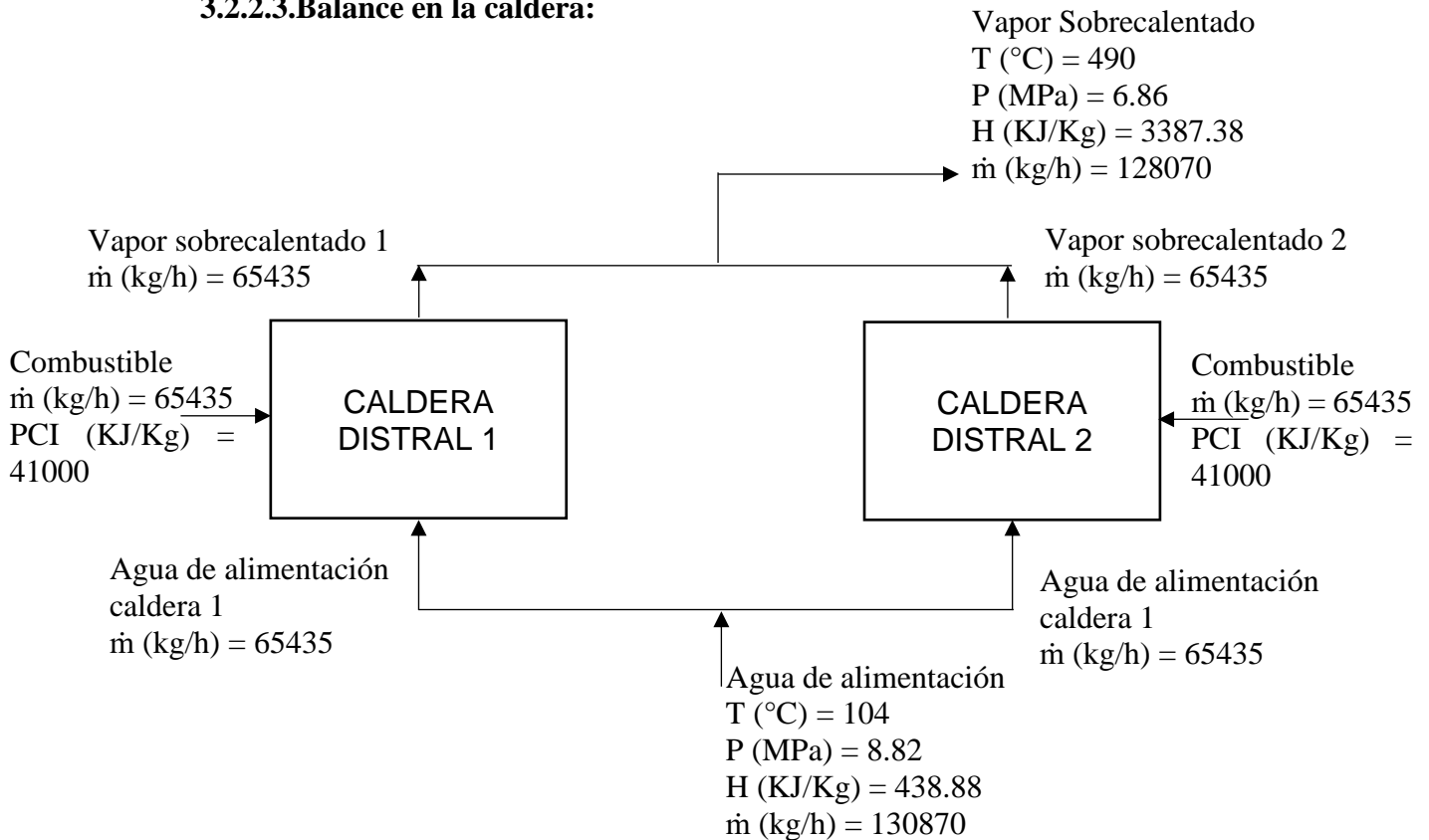
$$\dot{m}_{v.proc.} = 62797.3439 \frac{Kg}{h}$$

Por lo tanto,

$$\dot{m}_{v.atemp.} = 125710 - 62797.3439$$

$$\dot{m}_{v.atemp.} = 62912.6561 \frac{Kg}{h}$$

3.2.2.3. Balance en la caldera:



Relación aire combustible

$$R_{aire-comb.} = \frac{PCI - h_{G.C.}}{h_{G.C.} - h_{aire}}$$

$$R_{aire-comb.} = \frac{41000 - (1200 * 1.3398)}{(1200 * 1.3398) - (190 * 1.0068)}$$

$$R_{aire-comb.} = 27.8102 \frac{Kg_{aire}}{Kg_{cble.}}$$

Ahora hallaremos el \dot{m} de combustible para cada caldera:

$$\dot{m}_v(h_{vapor} - h_{agua}) = \dot{m}_{cble.}(PCI + R_{aire-comb.} * h_{aire}) * \eta_{caldera}$$

$$65435(3387.38 - 438.88) = 5018.4064(41000 + 27.8102 * 191.292) * \eta_{caldera}$$

$$\eta_{caldera} = 0.83 = 83\%$$

Ahora hallaremos el calor útil de la caldera mediante la ecuación de la energía:

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = \dot{m}_{v.s.c.} (h_{\text{vapor}} * h_{\text{agua}}.)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 65435(3387.38 - 438.88)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 192935097.5 \frac{KJ}{h}$$

Luego hallamos el calor total de la caldera:

$$\dot{Q}_{\text{total}} = \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_{caldera}}$$

$$\dot{Q}_{\text{total}} = \frac{192935097.5}{0.83}$$

$$\dot{Q}_{\text{total}} = 232451924.7 \frac{KJ}{h}$$

Flujo de combustible en galones para cada caldera Distral:

$$\dot{m}_{cble.} = \frac{5018.4064 \text{ kg/h}}{0.970 \text{ g/cm}^3}$$

$$\dot{m}_{cble.} = 5173614.845 \frac{\text{cm}^3}{h}$$

$$\dot{m}_{cble.} = 5.1736 \frac{\text{m}^3}{h}$$

$$\dot{m}_{cble.} = 1366.7245 \frac{\text{gal}}{h}$$

Costo de combustible para las dos calderas Distral:

$$\text{C.C. (Soles/h)} = 2733.45 \frac{\text{gal}}{h} * 8.6553 \frac{\text{Soles}}{\text{gal}}$$

$$\text{C.C (Soles/h)} = 23658.83 \frac{\text{Soles}}{h}$$

$$\text{C.C (Soles/día)} = 23658.83 \frac{\text{Soles}}{h} * 24 \frac{h}{\text{día}}$$

$$\text{C.C (Soles/día)} = 567811.92 \frac{\text{Soles}}{\text{día}}$$

$$\text{C.C (Soles/mes)} = 567811.92 \frac{\text{Soles}}{\text{día}} * 30 \frac{\text{días}}{\text{mes}}$$

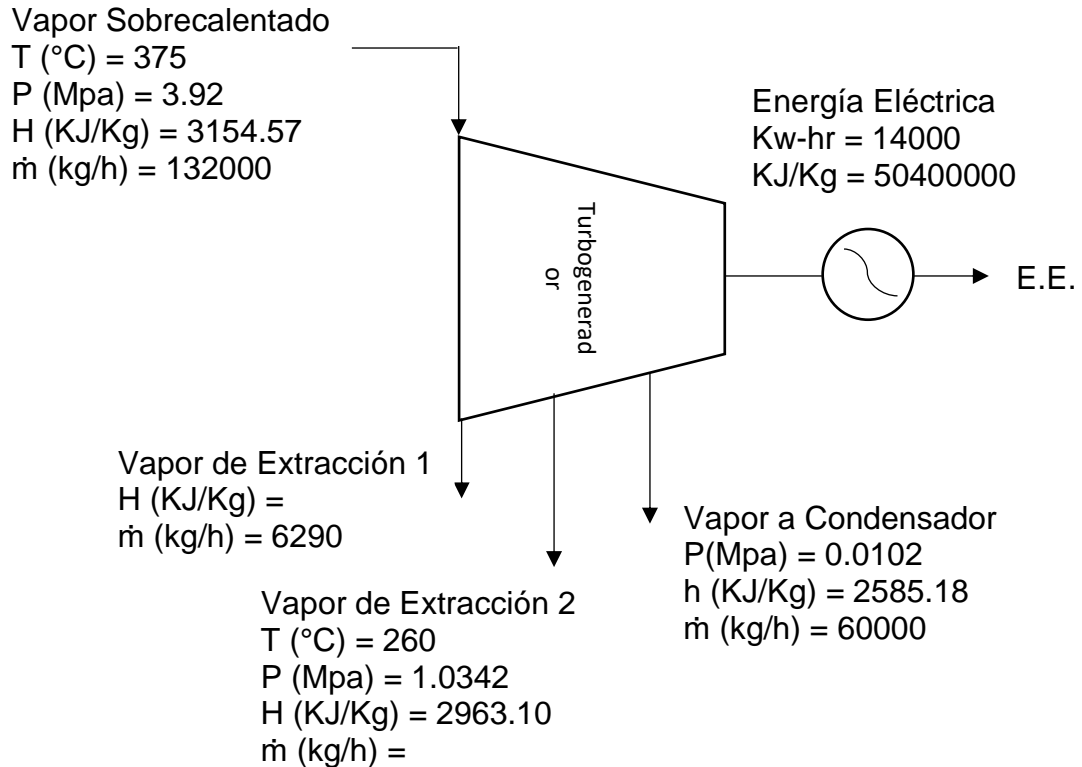
$$\text{C.C (Soles/mes)} = 17034357.6 \frac{\text{Soles}}{\text{mes}}$$

$$\text{C.C (Soles/año)} = 17034357.6 \frac{\text{Soles}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}}$$

$$C.C \text{ (Soles/año)} = 204412291.2 \frac{\text{Soles}}{\text{año}}$$

3.3. Balances energéticos utilizando gas natural.

3.3.1. Balance energético en el Turbogenerador:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. \text{ ext. } 1} + \dot{m}_{v. \text{ ext. } 2} + \dot{m}_{v. \text{ agot.}}$$

$$132000 = 6290 + \dot{m}_{v. \text{ ext. } 2} + 60000$$

$$\dot{m}_{v. \text{ ext. } 2} = 65710 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v.s.c.} * h_{v.s.c.} = \dot{m}_{v. \text{ ext. } 1} * h_{v. \text{ ext. } 1} + \dot{m}_{v. \text{ ext. } 2} * h_{v. \text{ ext. } 2} + \dot{m}_{v. \text{ agot.}} * h_{v.cond.} + E.E.$$

$$132000 * 3154.57 = 6290 * h_{v. \text{ ext. } 1} + 65710 * 2963.1 + 60000 *$$

$$2585.18 + \frac{50400000}{0.96 * 0.98}$$

$$h_{v. \text{ ext. } 1} = 2069.2704$$

Ahora se halla la potencia en cada salida, empleando la fórmula (5):

$$P_{G.E.ext.1} = \dot{m}_{v.ext.1} (h_{v.s.c} - h_{v.ext.1}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E.ext.1} = \left(\frac{6290}{3600} \right) (3154.57 - 2069.2704) * 0.96 * 0.98$$

$$P_{G.E.ext.1} = 1784.0011 \text{ Kw}$$

$$P_{G.E.ext.2} = \dot{m}_{v.ext.2}(h_{v.s.c} - h_{v.ext.2}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E.ext.2} = \left(\frac{65710}{3600}\right) (3154.57 - 2963.10) * 0.96 * 0.98$$

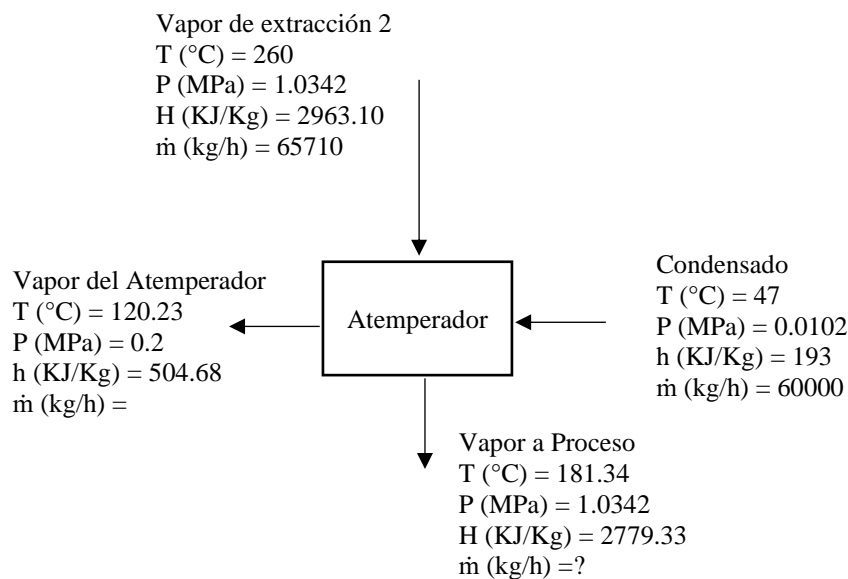
$$P_{G.E.ext.2} = 3287.9637$$

$$P_{G.E. cond.} = \dot{m}_{v. cond.}(h_{v.s.c} - h_{v.cond.}) * \eta_m * \eta_{G.E.}$$

$$P_{G.E. cond.} = \left(\frac{60000}{3600}\right) (3154.57 - 2585.18) * 0.96 * 0.98$$

$$P_{G.E. cond} = 8928.0352$$

3.3.2. Balance energético en atemperador:



Ecuación de la continuidad:

$$\dot{m}_{v.ext.2} + \dot{m}_{v.cond.} = \dot{m}_{v.desai.} + \dot{m}_{v.proc.}$$

$$\dot{m}_{v.desai.} = 125710 - \dot{m}_{v.proc.} \dots\dots\dots (1)$$

Ecuación de la Energía:

$$\dot{m}_{v. ext.2} * h_{v. ext.2} + \dot{m}_{v.cond.} * h_{v.cond.} = \dot{m}_{v.desai.} * h_{v.desai.} + \dot{m}_{v.proc.} * h_{v.proc.}$$

$$504.68\dot{m}_{v.desai.} + 2779.33\dot{m}_{v.proc.} = 206285301 \dots\dots\dots (2)$$

Ecuación (1) en (2)

$$504.68(125710 - \dot{m}_{v.proc.}) + 2779.33\dot{m}_{v.proc.} = 206285301$$

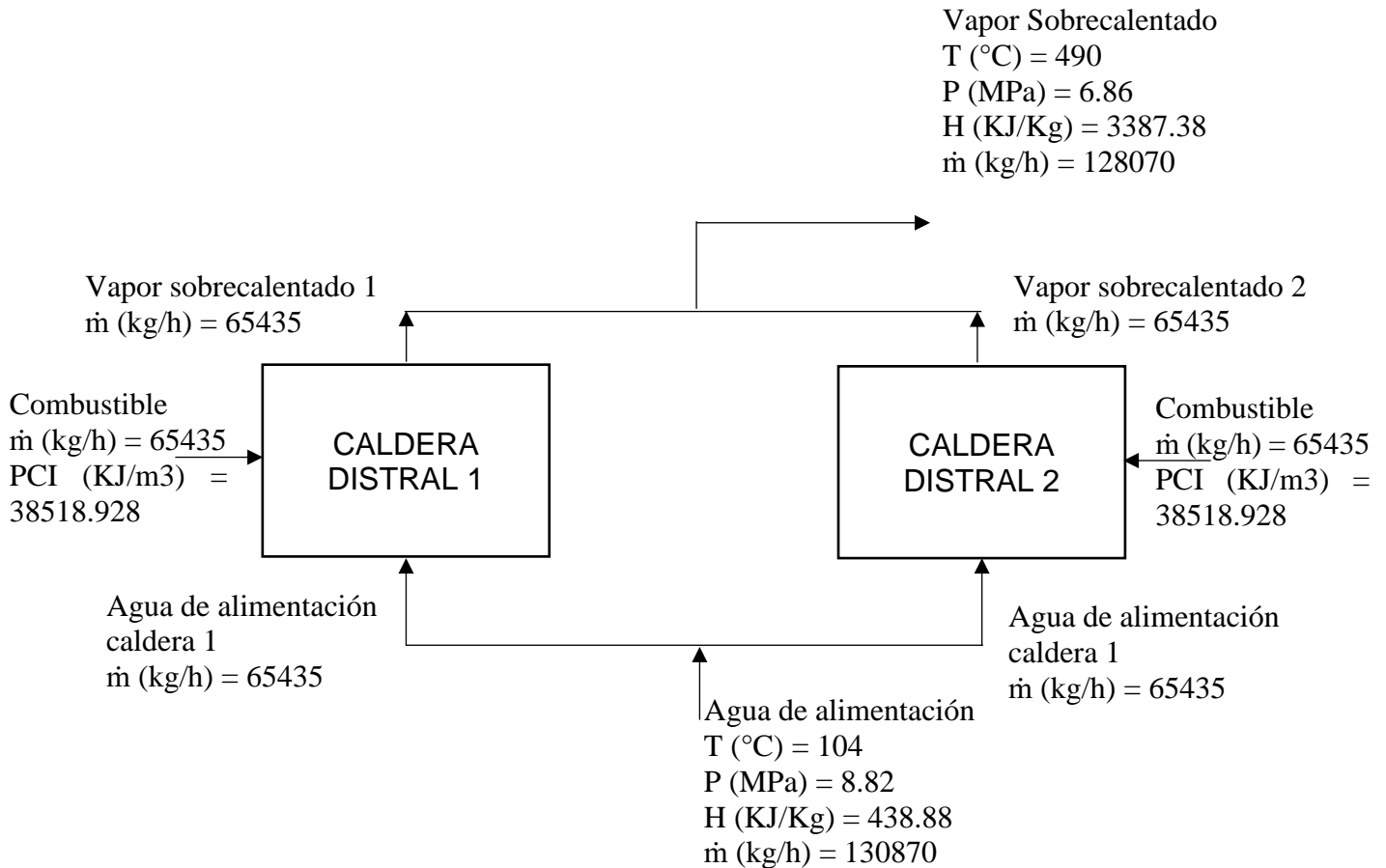
$$\dot{m}_{v.proc.} = 62797.3439 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

Por lo tanto,

$$\dot{m}_{v.atemp.} = 125710 - 62797.3439$$

$$\dot{m}_{v.atemp.} = 62912.6561 \frac{Kg}{h}$$

3.3.3. Balance en la caldera:



Relación aire combustible:

$$R_{aire-comb.} = \frac{PCI - h_{G.C.}}{h_{G.C.} - h_{aire}}$$

$$R_{aire-comb.}$$

$$= \frac{38518.928 \frac{KJ}{m^3} - \left[\frac{(1000 * 1.3063) KJ}{Kg} * 0.24 \frac{Kg}{m^3} \right]}{\left[\frac{(1000 * 1.3063) KJ}{Kg} * 0.24 \frac{Kg}{m^3} \right] - \left[\frac{(25 * 1.005) KJ}{Kg} * 1.225 \frac{Kg}{m^3} \right] \frac{KJ}{m^3}}$$

$$R_{aire-comb.} = 107.3916 \frac{m^3_{aire}}{m^3_{cble.}}$$

Ahora hallaremos el \dot{m} de combustible para cada caldera:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{v.s.c.} (h_{vapor} * h_{agua.}) &= \dot{m}_{cble.} (PCI + R_{aire-comb.} * h_{aire}) * \eta_{caldera} \\ 65435(3387.38 - 438.88) &= \dot{m}_{cble.} (38518.928 + 107.3916 * \\ &30.7781) * 0.83 \end{aligned}$$

$$\dot{m}_{cble.} = 5557.8282 \frac{(s)m^3}{h}$$

Ahora hallaremos el calor útil de la caldera mediante la ecuación de la energía:

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = \dot{m}_{v.s.c.} (h_{\text{vapor}} * h_{\text{agua}}.)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 65435(3387.38 - 438.88)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = 192935097.5 \frac{KJ}{h}$$

Luego hallamos el calor total de la caldera:

$$\dot{Q}_{\text{total}} = \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_{\text{caldera}}}$$

$$\dot{Q}_{\text{total}} = \frac{192935097.5}{0.83}$$

$$\dot{Q}_{\text{total}} = 232451924.7 \frac{KJ}{h}$$

Flujo de combustible en galones para cada caldera Distral:

$$\dot{m}_{cble.} = 5557.8282 \frac{(s)m^3}{h}$$

Costo de combustible para las dos calderas Distral:

$$\text{C.C. (Soles/h)} = 11115.6564 \frac{(s)m^3}{h} * [0.6278(\text{precio gas natural}) + 0.4392(\text{precio virtual de transporte})] \frac{\text{Soles}}{(s)m^3}$$

$$\text{C.C (Soles/h)} = 11860.4054 \frac{\text{Soles}}{h}$$

$$\text{C.C (Soles/día)} = 11860.4054 \frac{\text{Soles}}{h} * 24 \frac{h}{\text{día}}$$

$$\text{C.C (Soles/día)} = 284649.7291 \frac{\text{Soles}}{\text{día}}$$

$$\text{C.C (Soles/mes)} = 284649.7291 \frac{\text{Soles}}{\text{día}} * 30 \frac{\text{días}}{\text{mes}}$$

$$\text{C.C (Soles/mes)} = 8539491.873 \frac{\text{Soles}}{\text{mes}}$$

$$\text{C.C (Soles/año)} = 8539491.873 \frac{\text{Soles}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}}$$

$$\text{C.C (Soles/año)} = 102473902.5 \frac{\text{Soles}}{\text{año}}$$

3.4. Comparación de eficiencias y costos del sistema tradicional, actual contra el sistema en mejora.

Caldero TSXG			CALDERO DISTRAL (PETROLEO R6)		CALDERO DISTRAL (GAS NATURAL)	
Kw-h	Costo comb. (Soles/año)	η cald.	Costo comb. (Soles/año)	η cald.	Costo comb. (Soles/año)	η cald.
14000	S/ 106,225,440.00	74.27%	S/ 204,412,291.20	83%	S/ 102,473,902.50	83%

Tabla 1: Comparativa de costos y eficiencias. (Elaboración propia)

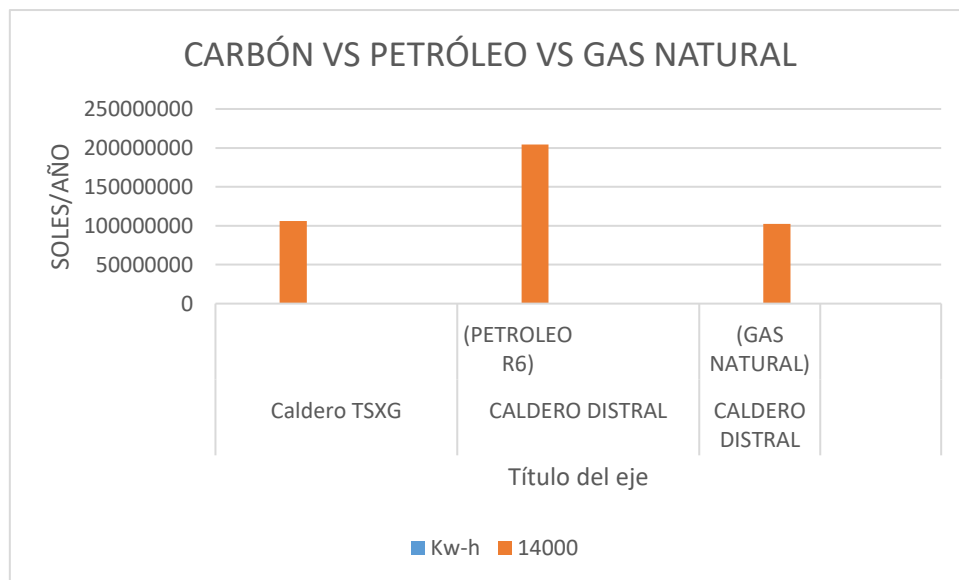


Gráfico 1: Comparativa en barras sobre los costos para generar 14 MW (Elaboración propia)

En las presentes tablas podemos ver la diferencia de costos que existe entre las principales combustible que se compararon en el presente estudio (gas natural vs petróleo) para generar 14 MW de energía.

El empleo de gas natural resulta más económico para la empresa en comparación con el petróleo el cual se excede en 3'751,537.50 de soles, y la eficiencia empleando gas natural es mayor con un 85 %.

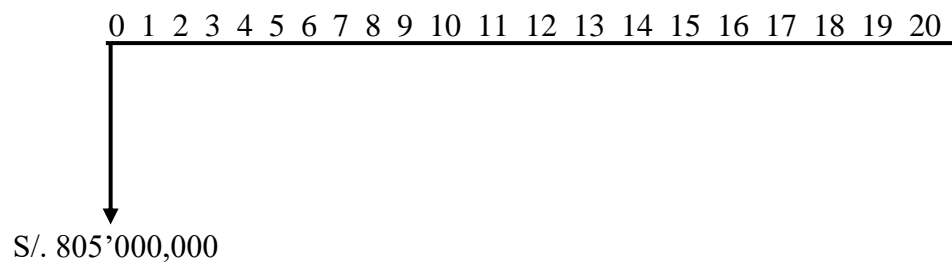
3.5. Análisis de comparación y selección de Equipos.

	CALDERO TSXG (14 MW)	CALDERAS DISTRAL (14 MW)
Costo inicial	S/. 805'000,000	S/. 17'500,000 USD c/u (Repotenciación)
Costo Variable de Combustible	S/. 106'225,440	S/. 102'473,902.5
Vida útil (Años)	20	10
Tasa de retorno mínima solicitada	25%	25%

Utilizando el método analítico de Costo Anual Uniforme Equivalente, sabremos qué equipo es más conveniente económicamente elegir:

- **Equipo Nuevo:**

Diagrama de flujo de caja:



$$CAUE_{Equipo A} = 805'000,000 \left(\frac{A}{P}, 25\%, 20 \right) + C.V.C$$

$$CAUE_{Equipo A} = 805'000,000 \left[\frac{0.25 * (1 + 0.25)^{20}}{(1 + 0.25)^{20} - 1} \right] + C.V.C$$

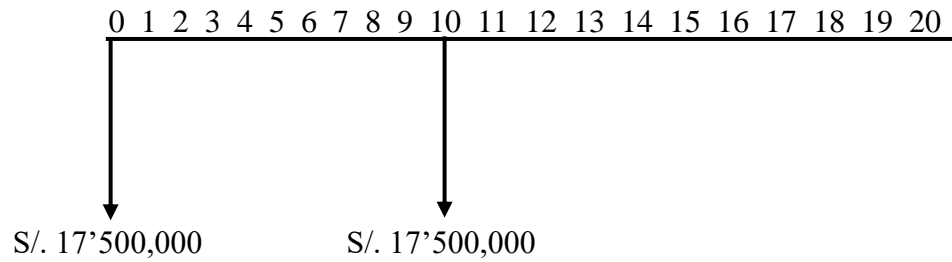
$$CAUE_{Equipo A} = 805'000,000(0.2529) + C.V.C$$

$$CAUE_{Equipo A} = 5'816,700 + 106'225,440$$

$$CAUE_{Equipo A} = S/. 126'583,890$$

- **Equipo Repotenciado:**

Diagrama de flujo de caja:



$$CAUE_{Equipo B} = S/. 17'500,000 \left(\frac{A}{P}, 25\%, 10 \right) +$$

$$S/. 17'500,000 \left(\frac{P}{F}, 25\%, 10 \right) \left(\frac{A}{P}, 25\%, 10 \right) + C.V.C$$

$$CAUE_{Equipo B}$$

$$= S/. 17'500,000 \left[\frac{0.25 * (1 + 0.25)^{10}}{(1 + 0.25)^{10} - 1} \right]$$

$$+ S/. 17'500,000 \left[\frac{0.25 * (1 + 0.25)^{10}}{(1 + 0.25)^{10} - 1} \right] \left[\frac{1}{(1 + 0.25)^{10}} \right] + C.V.C$$

$$CAUE_{Equipo B} = S/. 17'500,000 (0.2801) + S/$$

$$. 17'500,000 (0.2801)(0.1074) + C.V.C.$$

$$CAUE_{Equipo B} = 4901750 + 526447.95 + 106'225,440$$

$$CAUE_{Equipo B} = S/. 111'653,638$$

Por lo tanto, se elegirán las calderas Distral debido a que el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) de estas es menor al Costo Anual Uniforme Equivalente de la caldera (CAUE) de la caldera TSXG.

IV. DISCUSIÓN

- Al culminar los balances energéticos realizados para poder hallar los flujos de vapor en cada equipo, sabiendo el vapor requerido para planta y la potencia que se desea generar de 14 MW, se obtuvo que la caldera tiene una eficiencia de 74.27 % utilizando carbón con un costo de S/.106'225,440 anuales. En comparación con los resultados obtenidos en la tesis de Pablo Chirinos los cuales tienen mayor eficiencia y menor costo, debido a que genera 38.97 KW y necesita de menor flujo de vapor y de combustible en comparación al presente estudio. Estos datos fueron obtenidos bajo una metodología de solución que se puede corroborar en libros, documentos y tesis de la bibliografía.
- Al comparar los cuatro casos expuestos en el desarrollo del estudio que son: estado actual de la planta de cogeneración, la planta de cogeneración generando 14 MW de energía eléctrica empleando carbón, la planta de cogeneración generando 14 MW de energía eléctrica empleando petróleo R-6 y la planta de cogeneración generando 14 MW de energía eléctrica empleando Gas Natural. Al evaluar el estado actual de la empresa genera 10 MW empleando 103.26 Tn/h de vapor sobrecalentado con un costo anual de combustible de S/. 14'062,464.00 con un rendimiento de ciclo de 85%.

Evalutando la planta de cogeneración generando 14 MW empleando carbón nos da como resultado que emplea 132 Tn/h de vapor sobrecalentado con un costo anual de combustible de S/.106'225,440.00 con un rendimiento de caldera de 74.27%.

Evalutando la planta de cogeneración generando 14 MW empleando Petróleo R-6 nos da como resultado que emplea 132 Tn/h de vapor sobrecalentado con un costo anual de combustible de S/.204'412,291.20 con un rendimiento de caldera de 83%.

Evalutando la planta de cogeneración generando 14 MW empleando Gas Natural nos da como resultado que emplea 132 Tn/h de vapor sobrecalentado con un costo anual de combustible de S/.102'473,902.50 con un rendimiento de caldera de 83%.

Empleando carbón hay mayor costo de combustible, a la vez menor eficiencia en la caldera TSXG, cuando se emplea Petróleo R.6 el costo de combustible es muy elevado pero la eficiencia de la caldera Distral es mayor con 83%, al emplear Gas

Natural el costo de combustible es menor al del carbón, con una eficiencia de las calderas Distral de 83 %.

V. CONCLUSIONES

- Actualmente la planta produce 103.26 Tn/h de vapor para generar 10 Mw – hr de energía, con lo cual la planta se abastece de energía en todos sus procesos.
- La Turbina Escher Wyss para producir 14 MW como se propone en el estudio necesita 132 Tn/ h de vapor que se abastece de la caldera y también de un ingreso de agua a un intercambiador antes de ingresar a la turbina, el flujo de vapor que llega al intercambiador teniendo en cuenta que hay pérdidas es de 123.15 Tn/h y el ingreso de agua al mismo es de 8.850 Tn/h, con lo cual se hace un total de 132 Tn/h de vapor que permitirá que se genere 14 Mw de energía y no solo abastezca a la planta de Trupal sino también se podría hacer el estudio para vender energía al SEIN.
- Los calderos Distral al trabajar juntos pueden generar más de 132 Tn/h lo cual se necesita para generar 14 Mw para así abastecer a la fábrica y la energía restante se podría vender al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), al emplear el gas natural hay menor costo de combustible lo cual es beneficioso para la empresa y genera menor impacto ambiental que el carbón y el petróleo el cual afecta al efecto invernadero, y ese es uno de los propósitos de este estudio cambiar de combustible a gas natural para que así se reduzca el CO₂ que afecta al medio ambiente.
- En la comparación de precios y de rendimientos se demuestra técnicamente y económicamente que el cambio de combustible a gas natural es factible.
- El CAUE en las calderas Distral resulta ser menor en comparación con la caldera TSXG por lo que es conveniente elegir las calderas Distral las cuales beneficiarán a la empresa con la producción de mayor energía

VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda emplear el sistema de cogeneración empleando gas natural porque se puede producir más energía y la energía sobrante se puede vender al SEIN.
- Se recomienda hacer un estudio más profundo en los equipos como condensador, atemperador y desaireador, debido a que se desarrolló de forma general en el presente estudio.
- Se recomienda automatizar la segunda caldera Distral para mejor funcionamiento y basado a los parámetros requeridos para generar 14 MW de energía.
- Se recomienda hacer una evaluación si la energía producida cumple con los requisitos del SEIN para que esta sea vendida.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

CARTA, José, y otros. 2013. *CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES*. Madrid : PEARSON EDUCACIÓN S.A, 2013.

CENGEL, Yunes. 2007. *TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA*. México : McGraw-Hill, 2007.

CENGEL, Yunes y BOLES, Michael. 2012. *TERMODINÁMICA*. México : McGRAW-HILL, 2012.

GARCÍA, Santiago. 2003. *ORGANIZACIÓN Y GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO*. Madrid : Díaz de Santos, 2003.

GARCÍA, Santiago y FRAILE, Diego. 2008. *COGENERACIÓN: Diseño, Operación y Mantenimiento de plantas*. Madrid : Díaz de Santos, 2008.

KREITH, Frank, MANGLIK, Raj y BOHN, Mark. 2013. *PRINCIPIOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR*. s.l. : Cengage learning, 2013.

MARTÍNEZ, Amaya, y otros. 2006. *DISMINUCIÓN DE COSTES ENERGÉTICOS EN LA EMPRESA*. Madrid : FUNDACIÓN CONFEMENTAL, 2006.

MORAN, Michael y SHAPIRO, Howard. 2004. *FUNDAMENTOS DE TERMODINÁMICA TÉCNICA*. Barcelona : Reverté, 2004.

UGARTE, Franciso. 1998. *TERMODINÁMICA II*. Lima : San Marcos, 1998.

WARK, Kenneth y RICHARDS, Donald. 2001. *TERMODINÁMICA*. Madrid : McGRAW-HILL, 2001.

VIII. ANEXOS:

ENCUESTA

Apellidos y Nombres:

Cargo:

Fecha:

Empresa a analizar: TRUPAL S.A.

1.- ¿Qué equipo(s) usted opera en el sistema de cogeneración? ¿Y qué tipo de combustible se emplea para la generación de vapor en el caldero?

2.- ¿Cuál es el equipo principal que influye en el sistema de cogeneración?

3.- ¿Detecta usted anomalías en las líneas de proceso del sistema cogeneración (encalichamiento, fugas, etc.)?

4.- ¿Existen deficiencias de funcionamiento en el equipo que opera? ¿Cuales?

5.- ¿Tiempo medio de parada por tipo de mantenimiento en equipos?

6.- ¿Fallas frecuentes detectadas en el equipo que opera?

7.- ¿De qué manera y en qué medida impacta una mala operatividad del caldero?

8.- ¿De qué manera y en qué medida impacta una mala operatividad de la turbina?

9.- ¿De qué manera se controlan los parámetros de operación (flujo másico, temperatura, presión, etc.)?

☐

PLC

☐

Instrumentos de medición

¿Qué instrumentos de medición?

10.- Tipo de arranque de la máquina que usted opera:

☐

Manual

☐

Semi-automática

☐

Automática

☐

Otros

11.- ¿Cuáles considera usted como equipos críticos dentro del sistema de cogeneración?

¿Tiene conocimiento si se ha realizado el cambio de algún equipo crítico y porque motivo se cambió?

12.- Detalle brevemente el procedimiento para dar arranque el sistema de cogeneración

13.- ¿Existe una línea auxiliar de cogeneración, en caso la principal falle?

☐

Si

☐

No

¿Cuál?:

14.- ¿De no existir una línea auxiliar, como es la intervención del equipo, hablando en mantenimientos correctivos?

15.- ¿Qué fallas frecuentes presenta el sistema de cogeneración?

16.- ¿Por qué se dan este tipo de fallas?

17.- ¿Sugerencia por parte suya para mejorar el sistema de cogeneración?

18.- ¿Le parece factible realizar el cambio de combustible a gas natural? ¿Porque?

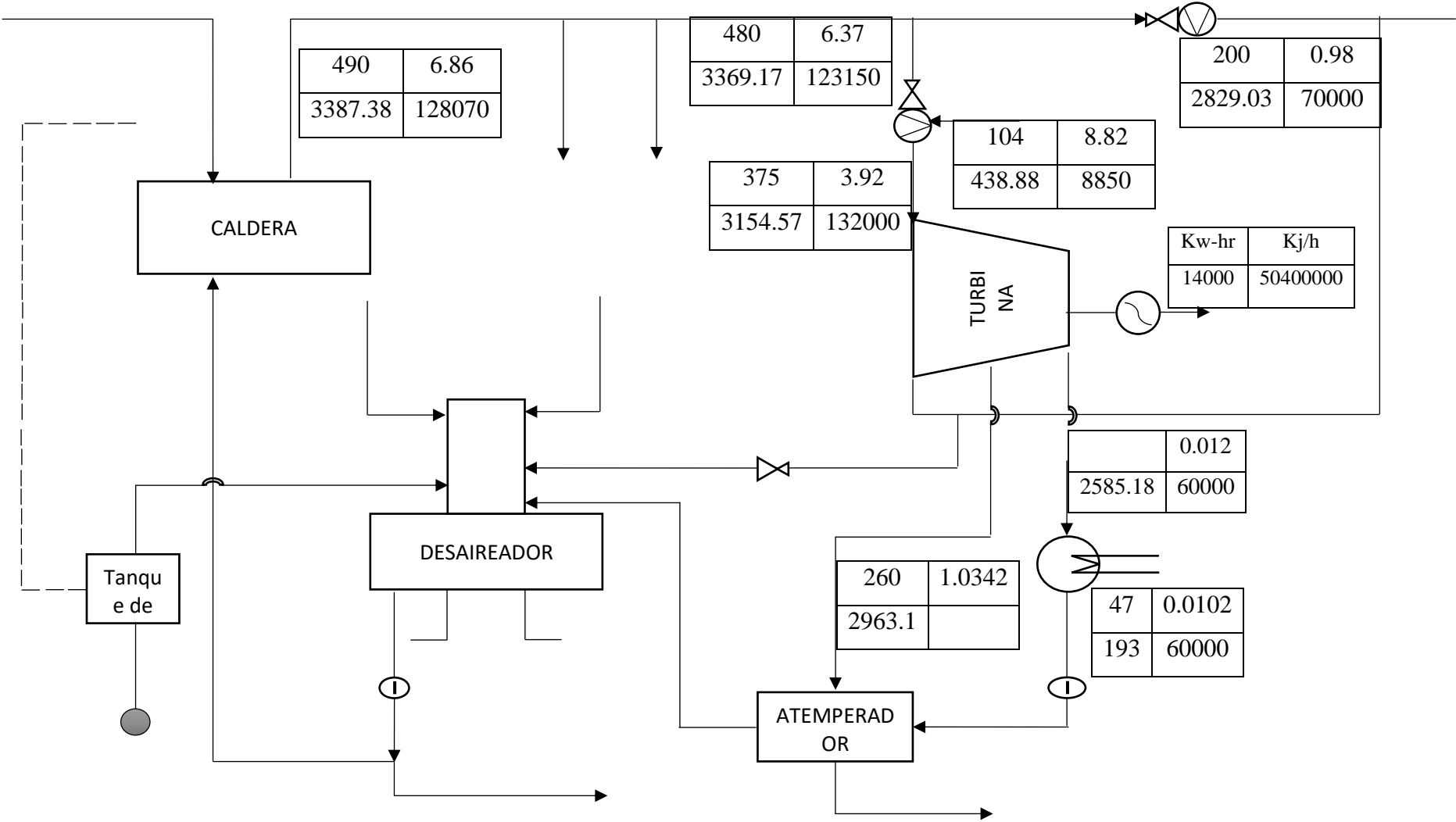
Sugerencia, comentario u opinión (OPCIONAL):

PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS

Datos	EQUIPO
	CALDERO
Temperatura de salida	
Presión de salida del vapor	
Flujo másico de aire	
Flujo másico de combustible	
Flujo másico de vapor	
Rendimiento	

Datos	EQUIPO
	Turbina
Temperatura de entrada	
Presión de entrada del vapor	
Flujo másico de aire	
Flujo másico de vapor	
Rendimiento	

A.I: Esquema de planta de cogeneración



A.2: Tabla de propiedades del agua

Propiedades de líquidos, sólidos y alimentos comunes

a) Líquidos

Sustancia	Datos de ebullición a 1 atm		Datos de congelación		Propiedades de líquidos		
	Punto de ebullición normal, °C	Calor latente de vaporización h_{fg} , kJ/kg	Punto de congelación, °C	Calor latente de fusión h_{if} , kJ/kg	Temperatura, °C	Densidad ρ , kg/m ³	Calor específico c_p , kJ/kg · K
Aceite comestible (ligero)					25	910	1.80
Agua	100	2257	0.0	333.7	0	1000	4.22
					25	997	4.18
					50	988	4.18
					75	975	4.19
					100	958	4.22
Alcohol etílico	78.6	855	-156	108	20	789	2.84
Amoníaco	-33.3	1357	-77.7	322.4	-33.3	682	4.43
					-20	665	4.52
					0	639	4.60
					25	602	4.80
Argón	-185.9	161.6	-189.3	28	-185.6	1394	1.14
Benceno	80.2	394	5.5	126	20	879	1.72
<i>n</i> -Butano	-0.5	385.2	-138.5	80.3	-0.5	601	2.31
Dióxido de carbono	-78.4*	230.5 (a 0°C)	-56.6		0	298	0.59
Etanol	78.2	838.3	-114.2	109	25	783	2.46
Etilén glicol	198.1	800.1	-10.8	181.1	20	1109	2.84
Glicerina	179.9	974	18.9	200.6	20	1261	2.32
Helio	-268.9	22.8	—	—	-268.9	146.2	22.8
Hidrógeno	-252.8	445.7	-259.2	59.5	-252.8	70.7	10.0
Isobutano	-11.7	367.1	-160	105.7	-11.7	593.8	2.28
Mercurio	356.7	294.7	-38.9	11.4	25	13,560	0.139
Metano	-161.5	510.4	-182.2	58.4	-161.5	423	3.49
					-100	301	5.79
Metanol	64.5	1100	-97.7	99.2	25	787	2.55
Nitrógeno	-195.8	198.6	-210	25.3	-195.8	809	2.06
					-160	596	2.97

A.3: Agua Saturada. Tabla de Presiones.

Agua saturada. Tabla de presiones

Pres., P kPa	Temp. sat., T_{sat} °C	Volumen específico, m^3/kg		Energía interna, kJ/kg			Entalpía, kJ/kg			Entropía, $\text{kJ/kg} \cdot \text{K}$		
		Liq. sat., v_f	Vapor sat., v_g	Liq. sat., u_f	Evap., u_{fg}	Vapor sat., u_g	Liq. sat., h_f	Evap., h_{fg}	Vapor sat., h_g	Liq. sat., s_f	Evap., s_{fg}	Vapor sat., s_g
1.0	6.97	0.001000	129.19	29.302	2355.2	2384.5	29.303	2484.4	2513.7	0.1059	8.8690	8.9749
1.5	13.02	0.001001	87.964	54.686	2338.1	2392.8	54.688	2470.1	2524.7	0.1956	8.6314	8.8270
2.0	17.50	0.001001	66.990	73.431	2325.5	2398.9	73.433	2459.5	2532.9	0.2606	8.4621	8.7227
2.5	21.08	0.001002	54.242	88.422	2315.4	2403.8	88.424	2451.0	2539.4	0.3118	8.3302	8.6421
3.0	24.08	0.001003	45.654	100.98	2306.9	2407.9	100.98	2443.9	2544.8	0.3543	8.2222	8.5765
4.0	28.96	0.001004	34.791	121.39	2293.1	2414.5	121.39	2432.3	2553.7	0.4224	8.0510	8.4734
5.0	32.87	0.001005	28.185	137.75	2282.1	2419.8	137.75	2423.0	2560.7	0.4762	7.9176	8.3938
7.5	40.29	0.001008	19.233	168.74	2261.1	2429.8	168.75	2405.3	2574.0	0.5763	7.6738	8.2501
10	45.81	0.001010	14.670	191.79	2245.4	2437.2	191.81	2392.1	2583.9	0.6492	7.4996	8.1488
15	53.97	0.001014	10.020	225.93	2222.1	2448.0	225.94	2372.3	2598.3	0.7549	7.2522	8.0071
20	60.06	0.001017	7.6481	251.40	2204.6	2456.0	251.42	2357.5	2608.9	0.8320	7.0752	7.9073
25	64.96	0.001020	6.2034	271.93	2190.4	2462.4	271.96	2345.5	2617.5	0.8932	6.9370	7.8302
30	69.09	0.001022	5.2287	289.24	2178.5	2467.7	289.27	2335.3	2624.6	0.9441	6.8234	7.7675
40	75.86	0.001026	3.9933	317.58	2158.8	2476.3	317.62	2318.4	2636.1	1.0261	6.6430	7.6691
50	81.32	0.001030	3.2403	340.49	2142.7	2483.2	340.54	2304.7	2645.2	1.0912	6.5019	7.5931
75	91.76	0.001037	2.2172	384.36	2111.8	2496.1	384.44	2278.0	2662.4	1.2132	6.2426	7.4558
100	99.61	0.001043	1.6941	417.40	2088.2	2505.6	417.51	2257.5	2675.0	1.3028	6.0562	7.3589
101.325	99.97	0.001043	1.6734	418.95	2087.0	2506.0	419.06	2256.5	2675.6	1.3069	6.0476	7.3545
125	105.97	0.001048	1.3750	444.23	2068.8	2513.0	444.36	2240.6	2684.9	1.3741	5.9100	7.2841
150	111.35	0.001053	1.1594	466.97	2052.3	2519.2	467.13	2226.0	2693.1	1.4337	5.7894	7.2231
175	116.04	0.001057	1.0037	486.82	2037.7	2524.5	487.01	2213.1	2700.2	1.4850	5.6865	7.1716
200	120.21	0.001061	0.88578	504.50	2024.6	2529.1	504.71	2201.6	2706.3	1.5302	5.5968	7.1270
225	123.97	0.001064	0.79329	520.47	2012.7	2533.2	520.71	2191.0	2711.7	1.5706	5.5171	7.0877
250	127.41	0.001067	0.71873	535.08	2001.8	2536.8	535.35	2181.2	2716.5	1.6072	5.4453	7.0525
275	130.58	0.001070	0.65732	548.57	1991.6	2540.1	548.86	2172.0	2720.9	1.6408	5.3800	7.0207
300	133.52	0.001073	0.60582	561.11	1982.1	2543.2	561.43	2163.5	2724.9	1.6717	5.3200	6.9917
325	136.27	0.001076	0.56199	572.84	1973.1	2545.9	573.19	2155.4	2728.6	1.7005	5.2645	6.9650
350	138.86	0.001079	0.52422	583.89	1964.6	2548.5	584.26	2147.7	2732.0	1.7274	5.2128	6.9402
375	141.30	0.001081	0.49133	594.32	1956.6	2550.9	594.73	2140.4	2735.1	1.7526	5.1645	6.9171
400	143.61	0.001084	0.46242	604.22	1948.9	2553.1	604.66	2133.4	2738.1	1.7765	5.1191	6.8955
450	147.90	0.001088	0.41392	622.65	1934.5	2557.1	623.14	2120.3	2743.4	1.8205	5.0356	6.8561
500	151.83	0.001093	0.37483	639.54	1921.2	2560.7	640.09	2108.0	2748.1	1.8604	4.9603	6.8207
550	155.46	0.001097	0.34261	655.16	1908.8	2563.9	655.77	2096.6	2752.4	1.8970	4.8916	6.7886
600	158.83	0.001101	0.31560	669.72	1897.1	2566.8	670.38	2085.8	2756.2	1.9308	4.8285	6.7593
650	161.98	0.001104	0.29260	683.37	1886.1	2569.4	684.08	2075.5	2759.6	1.9623	4.7699	6.7322
700	164.95	0.001108	0.27278	696.23	1875.6	2571.8	697.00	2065.8	2762.8	1.9918	4.7153	6.7071
750	167.75	0.001111	0.25552	708.40	1865.6	2574.0	709.24	2056.4	2765.7	2.0195	4.6642	6.6837

A.4: Tabla de vapor de agua sobrecalentado.

Vapor de agua sobrecalentado (continuación)

T °C	v m^3/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s $\text{kJ/kg} \cdot \text{K}$	v m^3/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s $\text{kJ/kg} \cdot \text{K}$	v m^3/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s $\text{kJ/kg} \cdot \text{K}$
P = 1.00 MPa (179.88 °C)					P = 1.20 MPa (187.96 °C)					P = 1.40 MPa (195.04 °C)		
Sat.	0.19437	2582.8	2777.1	6.5850	0.16326	2587.8	2783.8	6.5217	0.14078	2591.8	2788.9	6.4675
200	0.20602	2622.3	2828.3	6.6956	0.16934	2612.9	2816.1	6.5909	0.14303	2602.7	2803.0	6.4975
250	0.23275	2710.4	2943.1	6.9265	0.19241	2704.7	2935.6	6.8313	0.16356	2698.9	2927.9	6.7488
300	0.25799	2793.7	3051.6	7.1246	0.21386	2789.7	3046.3	7.0335	0.18233	2785.7	3040.9	6.9553
350	0.28250	2875.7	3158.2	7.3029	0.23455	2872.7	3154.2	7.2139	0.20029	2869.7	3150.1	7.1379
400	0.30661	2957.9	3264.5	7.4670	0.25482	2955.5	3261.3	7.3793	0.21782	2953.1	3258.1	7.3046
500	0.39411	3125.0	3479.1	7.7642	0.29464	3123.4	3477.0	7.6779	0.25216	3121.8	3474.8	7.6047
600	0.40111	3297.5	3698.6	8.0311	0.33395	3296.3	3697.0	7.9456	0.28597	3295.1	3695.5	7.8730
700	0.44783	3476.3	3924.1	8.2755	0.37297	3475.3	3922.9	8.1904	0.31951	3474.4	3921.7	8.1183
800	0.49438	3661.7	4156.1	8.5024	0.41184	3661.0	4155.2	8.4176	0.35288	3660.3	4154.3	8.3458
900	0.54083	3853.9	4394.8	8.7150	0.45059	3853.3	4394.0	8.6303	0.38614	3852.7	4393.3	8.5587
1000	0.58721	4052.7	4640.0	8.9155	0.48928	4052.2	4639.4	8.8310	0.41933	4051.7	4638.8	8.7595
1100	0.63354	4257.9	4891.4	9.1057	0.52792	4257.5	4891.0	9.0212	0.45247	4257.0	4890.5	8.9497
1200	0.67983	4469.0	5148.9	9.2866	0.56652	4468.7	5148.5	9.2022	0.48558	4468.3	5148.1	9.1308
1300	0.72610	4685.8	5411.9	9.4593	0.60509	4685.5	5411.6	9.3750	0.51866	4685.1	5411.3	9.3036
P = 1.60 MPa (201.37 °C)					P = 1.80 MPa (207.11 °C)					P = 2.00 MPa (212.38 °C)		
Sat.	0.12374	2594.8	2792.8	6.4200	0.11037	2597.3	2795.9	6.3775	0.09999	2599.1	2798.3	6.3390
225	0.13293	2645.1	2857.8	6.5537	0.11678	2637.0	2847.2	6.4825	0.10381	2628.5	2836.1	6.4160
250	0.14190	2692.9	2919.9	6.6753	0.12502	2686.7	2911.7	6.6088	0.11150	2680.3	2903.3	6.5475
300	0.15866	2781.6	3035.4	6.8864	0.14025	2777.4	3029.9	6.8246	0.12551	2773.2	3024.2	6.7684
350	0.17459	2866.6	3146.0	7.0713	0.15460	2863.6	3141.9	7.0120	0.13860	2860.5	3137.7	6.9583
400	0.19007	2950.8	3254.9	7.2394	0.16849	2948.3	3251.6	7.1814	0.15122	2945.9	3248.4	7.1292
500	0.22029	3120.1	3472.6	7.5410	0.19551	3118.5	3470.4	7.4845	0.17568	3116.9	3468.3	7.4337
600	0.24999	3293.9	3693.9	7.8101	0.22200	3292.7	3692.3	7.7543	0.19962	3291.5	3690.7	7.7043
700	0.27941	3473.5	3920.5	8.0558	0.24822	3472.6	3919.4	8.0005	0.22326	3471.7	3918.2	7.9509
800	0.30865	3659.5	4153.4	8.2834	0.27426	3658.8	4152.4	8.2284	0.24674	3658.0	4151.5	8.1791
900	0.33780	3852.1	4392.6	8.4965	0.30020	3851.5	4391.9	8.4417	0.27012	3850.9	4391.1	8.3925
1000	0.36687	4051.2	4638.2	8.6974	0.32606	4050.7	4637.6	8.6427	0.29342	4050.2	4637.1	8.5936
1100	0.39589	4256.6	4890.0	8.8878	0.35188	4256.2	4889.6	8.8331	0.31667	4255.7	4889.1	8.7842
1200	0.42488	4467.9	5147.7	9.0689	0.37766	4467.6	5147.3	9.0143	0.33989	4467.2	5147.0	8.9654
1300	0.45383	4684.8	5410.9	9.2418	0.40341	4684.5	5410.6	9.1872	0.36308	4684.2	5410.3	9.1384

A.5: Precio de Gas Natural

			
CATEGORÍAS TARIFARIAS	RANGOS		SUMINISTRO
	m ³ /mes		PRECIO GNL
	Desde	Hasta	S/. /m ³
A	0	100	0.5750
B	101	19000	0.6229
C- GNV	-	-	0.6229
D	19001	a Más	0.6229

Fuente: QUAVII

A.6: Precio de Petróleo Industrial N°6

LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

LISTA COMB-27-2018
VIGENCIA A PARTIR DEL 29.06.2018

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

	PLANTAS	GLP-E SOLES/KG	GLP-G SOLES/KG	GASOLINA SUPER 90 SP	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL N° 6	SOLES/GLN PETROLEO INDUSTRIAL 500
12	TALARA	2.1358	2.3482	10.6799	10.2155	10.7026	10.9032	7.9296	7.8942
13	PURA			10.8711	10.4959	10.8914	11.0920		
14	ETEN			11.0878	10.7125				
18	SALAVERRY			11.1515	10.7762			8.2541	
19	CHIMBOTE			11.1387				8.2659	8.2423
25	SUPE			10.7564	10.5723				8.0535
20	CALLAO	2.1358	2.3482	10.4506	10.0371				
28	CONCHAN			10.4378	10.0243			7.6818	7.6346
35	C. DE PASCO			11.4956	11.1267	11.4696	11.6702		
31	PISCO			10.8711	10.4449	10.9976	11.1982		8.2187
41	MOLLEND			11.2407	10.8654			8.2895	8.2541
47	JULIACA				11.2606				
49	CUSCO				11.3497				
45	ILO							8.3013	
77	EL MILAGRO			11.1132	10.6488	11.0330	11.2336	8.5432	
67	TARAPOTO			11.5083	10.9674	11.4165	11.6171		
IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS									
	RODAJE % (*)			8%	8%				
	ISC (Sales/Galón) (**)			1.2100	1.2700	1.7000	1.7000	0.9200	1.0000
	IGV %	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

Fuente: PETROPERU

A.7: CALDERO TSXG



A.8: CALDERO DISTRAL:



A.9: Turbina Escher Wyss:

